



Die Zukunft der großen Energieversorger

GREENPEACE

www.greenpeace.de

**Die Studie wurde im Auftrag von Greenpeace von
Prof. Dr. Heinz-J. Bontrup Prof. Dr. Ralf-M. Marquardt durchgeführt.**

Hannover/Lüdinghausen im Januar 2015

➡ Kein Geld von Industrie und Staat

Greenpeace ist international, überparteilich und völlig unabhängig von Politik, Parteien und Industrie.

Mit gewaltfreien Aktionen kämpft Greenpeace für den Schutz der Lebensgrundlagen.

Rund 590.000 Menschen in Deutschland spenden an Greenpeace und gewährleisten damit unsere tägliche Arbeit zum Schutz der Umwelt.

Impressum

Greenpeace e.V., Hongkongstraße 10, 20457 Hamburg, Tel. 040/3 06 18-0 **Pressestelle** Tel. 040/3 06 18-340, F 040/3 06 18-340, presse@greenpeace.de, www.greenpeace.de

Politische Vertretung Berlin Marienstraße 19-20, 10117 Berlin, Tel. 030/30 88 99-0 **V.i.S.d.P.** Tobias Austrup **Foto** Ruben Neugebauer / Greenpeace

Zur Deckung unserer Herstellungskosten bitten wir um eine Spende:

GLS Bank, IBAN DE49 4306 0967 0000 0334 01, BIC GENODEM1GLS

Gedruckt auf 100% Recyclingpapier

Die Zukunft der großen Energieversorger

Zusammenfassung

Die Studie „Die Zukunft der großen Energieversorger“ wurde von Prof. Dr. Heinz-Josef Bontrup und Prof. Dr. Ralf-Michael Marquardt von der Westfälischen Hochschule in Recklinghausen im Auftrag von Greenpeace erstellt. Die Studie zeigt auf, wie sich die Marktbedingungen der Big 4 (RWE, E.ON, Vattenfall, EnBW) nach der Liberalisierung der Energiemärkte und durch die Energiewende verändert haben. Zudem analysiert die Studie, welche Antworten die Big 4 hierauf entwickelten, welche strategischen Fehler sie dabei begangen und welche Perspektiven die Big 4 für die Zukunft haben.

Sinkende Marktanteile und neue Konkurrenten: Die Big 4 nach der Liberalisierung der Energiemärkte

Der neue Regulierungsrahmen, der mit der Liberalisierung der Energiemärkte nach und nach wirksam wurde, hat die Geschäfte der Big 4 substantiell verändert.

► Sinkende Marktanteile im Vertrieb

Auf der Vertriebsseite im Endkundengeschäft hat die Wettbewerbsintensität nach der Liberalisierung enorm zugenommen. Bei den Großkunden hatten die vier größten Anbieter im Jahr 2013 – unter Berücksichtigung von Beherrschungsverträgen mit anderen Energieversorgern – bundesweit einen Marktanteil von nur noch 34 Prozent. Bei den Haushaltskunden und kleineren Gewerbekunden beläuft sich dieser Anteil auf noch gut 40 Prozent.

► Sinkende Marktanteile bei der Stromerzeugung

Auch in der konventionellen Stromerzeugung erodiert die Macht der Big 4. Während die vier Großkonzerne nach Angaben der Monopolkommission in 2007 noch mehrheitlich über 85 Prozent der konventionellen Kapazitäten verfügten, ist ihr Anteil kontinuierlich auf 68 Prozent im Jahr 2013 geschrumpft.

► Stadtwerke als neue Konkurrenten

Darüber hinaus haben viele Stadtwerke durch Zusammenschlüsse auf unterschiedlichen Ebenen eine Gegenmacht zu den Big 4 gebildet, indem sie beim Einkauf kooperieren oder sich mit eigenen Erzeugungskapazitäten unabhängig machen. Gestärkt wird der Prozess der Gegenmachtbildung seit geraumer Zeit auch durch einen zunehmenden Trend zur Rekommunalisierung.

► Weniger lukrativer Netzbetrieb

Bedingt durch die Anreizregulierung steht das Netzgeschäft zunehmend unter Rationalisierungsdruck. Die Durchleitungsentgelte sind deutlich gefallen. Trotz allem bleibt die Eigenkapitalrendite noch attraktiv. Dies könnte sich ändern, wenn die BNetzA die Effizienzvorgaben in der nächsten Regulierungsperiode ab 2019 verschärft.

Die strategischen Fehler der Big 4

Der neue Regulierungsrahmen, der mit der Liberalisierung der Energiemärkte nach und nach wirksam wurde, hat die Geschäfte der Big 4 substantiell verändert.

► Unvorbereitet auf Auswirkungen der Liberalisierung

Nach der angestoßenen Liberalisierung konnten die Big 4 lange vom unterregulierten Zustand der Energiemärkte profitieren und dank ihrer Marktmacht bis zum Ende der 2000er Jahre hohe Gewinne erwirtschaften. Aufgrund der Gewinne sah das Management in dieser Zeit keinen Bedarf, die Strategie zu ändern und verstärkt auf Erneuerbare Energien zu setzen. So wurde diese Periode der Unterregulierung ungenutzt gelassen, was sich als ein schwerer strategischer Fehler erwies. Denn die sich verschärfende Regulierung war ein schleichender Prozess und hat im Endeffekt die Wettbewerbssituation der Big 4 radikal verändert. Das Management hielt zu lange an den alten Strategien fest.

► Einseitiges Setzen auf die AKW-Verlängerung

Das Festhalten an den alten Strategien wurde dadurch befeuert, dass sich die Big 4 bei der Bildung der konservativ-liberalen Bundesregierung berechnete Hoffnungen auf einen Ausstieg aus dem Atomkonsens machten. Auch wenn niemand die Reaktor-katastrophe von Fukushima vorhersehen konnte, war das stark einseitige Setzen der Big 4 auf eine AKW-Laufzeitverlängerung, ohne an der sonstigen Strategie wesentliche Änderungen vorzunehmen, ein strategischer Fehler.

Die beschleunigte Energiewende und der vorzeitige Atomausstieg brachten den Big 4 sogar einen Rückfall hinter den politischen Status-quo-ante. Acht AKW mussten sofort stillgelegt werden und die Kernbrennstoffsteuer wurde trotz der Aufhebung der Laufzeitverlängerung beibehalten.

► Energiewende verschlafen

Die Big 4 sind bei den Erneuerbaren Energien sehr schwach vertreten. Der Anteil an der Stromerzeugungskapazität liegt bei Vattenfall gerade einmal bei 1,8 Prozent, kaum engagierter ist RWE mit einem Anteil von 3,5 Prozent. Etwas besser schneiden E.ON mit 11,2 Prozent und EnBW mit 19,1 Prozent ab. Durch die Verdrängung konventioneller Stromerzeugung durch Erneuerbare Energien sind die Auslastung und die Rentabilität von fossilen Kraftwerken in den vergangenen Jahren stark gesunken. Die strompreissenkende Wirkung des Ausbaus Erneuerbarer Energien, der so genannte Merit-Order-Effekt, wird gegenwärtig auf ca. 5 bis 10 EUR/MWh taxiert. Überkapazitäten im konventionellen Bereich lassen die Großhandelspreise zusätzlich sinken. Von der sinkenden Rentabilität konventioneller Kraftwerke sind gerade die Big 4 betroffen. Etwa zwei Drittel der fossilen Stromerzeugung stammte 2013 aus den Kraftwerken der Big 4. Nach dem Wegfall der Atomenergie wird somit auch ihr zweites Standbein des langjährigen wirtschaftlichen Erfolges zunehmend entwertet.

Die Antworten der Big 4 auf ihre wirtschaftliche Krise

Die Big 4 reagierten auf die deutliche Verschlechterung ihrer Geschäftsaussichten mit Kompensationsforderungen, Rationalisierungen und einer Neujustierung ihrer Geschäftsschwerpunkte.

► Kompensationsforderungen

Diese Strategie umfasst Kompensationsforderungen, die über Klagen gegen die Aufkündigung der Laufzeitverlängerung und des sofortigen Abschaltens von acht Atommeilern sowie gegen die Erhebung der Kernbrennstoffsteuer gerichtet sind. Bezüglich der Rentabilitätseinbußen bei fossilen Kraftwerken fordern die Big 4 mehrheitlich die Einführung von Kapazitätsmärkten, also die politische Schaffung zusätzlicher Erlösmöglichkeiten für ihre konventionellen Kraftwerke. Darüber hinaus wehren sich die Big 4 gegen finanzielle Belastungen durch das Standortauswahlgesetz und versuchen, die finanziellen Risiken beim Rückbau der AKWs zu sozialisieren.

► Rationalisierung

Bereits vor und während der Liberalisierungsphase hatten die Big 4 Rationalisierungsprogramme aufgelegt. Während diese aufgrund der damaligen guten finanziellen Situation noch weitgehend harmonisch abliefen, verschärfen sich inzwischen die Verteilungskonflikte zwischen Belegschaft und Unternehmensführung, da aufgrund der verschlechternden Rentabilität auch die Verteilungsmasse abgenommen hat. Neben dem Beschäftigungsabbau, oftmals in Verbindung mit einer organisatorischen Verschlinkung, gehört zur Rationalisierungsstrategie der Big 4 auch das Schließen unrentabler Kraftwerke und ein Outsourcing von nicht zum Kerngeschäft gehörenden Geschäftsbereichen.

► Neujustierung ihrer Geschäftsschwerpunkte

Ausgehend von der Erkenntnis, weder den Atomausstieg noch die Energiewende und ihre Auswirkungen auf die Rentabilität der eigenen Kraftwerke zurückdrehen zu können, wurden in den Führungsetagen der Konzerne die Strategien neu definiert, um wenigstens reaktiv noch das Beste aus dem veränderten Umfeld zu machen. Alle Big 4 setzen in diesem Kontext auf den Ausbau der Erneuerbaren Energien inklusive der dazugehörigen Infrastruktur und auf das Geschäftsfeld der Energiedienstleistungen.

Energie- und klimapolitischer Rahmen setzt Big 4 auch in Zukunft unter Druck

Das aktuelle und zukünftige Geschäft der Big 4 wird durch die energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen maßgeblich beeinflusst:

- Das sofortige Stilllegen von acht Atomkraftwerken nach dem Super-GAU in Fukushima und der weitere **Atomausstieg** mit der Abschaltung der restlichen neun Reaktoren bis 2022 wird den Marktanteil der Big 4 bei der Stromerzeugung voraussichtlich weiter sinken lassen.
- Der weitere **Ausbau der Erneuerbaren Energien** ist politisch festgeschrieben. Bis 2025 sollen 40-45 Prozent des Stroms aus Erneuerbaren Quellen kommen, bis 2035 sollen es 55-60 Prozent sein. Das Fernziel für das Jahr 2050 liegt bei mindestens 80 Prozent. Diese Entwicklung wird die Rentabilitätsprobleme der

konventionellen (inflexiblen) Kraftwerke weiter verschärfen und den Marktanteil der Big 4 bei der Stromerzeugung noch mehr schrumpfen lassen.

- Das drohende Verfehlen des Reduktionsziels für die Treibhausgasemissionen wird den Druck auf Kohlekraftwerksbetreiber eher noch verstärken. Mit der Umsetzung des **Aktionsprogramms Klimaschutz 2020** steht eine Reduktion der CO₂-Emissionen in der Energiewirtschaft um 25 Prozent in sechs Jahren an, die nur durch die Stilllegung von fossilen Kraftwerken erreichbar ist.
- Mit den erhöhten Ambitionen bei der Energieeinsparung durch die Umsetzung des **Nationalen Aktionsplans Energieeffizienz** verringern sich die zukünftigen Absatzmöglichkeiten im Strom- und Gasgeschäft.
- Derzeit erscheint die **Einführung eines Kapazitätsmarktes**, also die Subventionierung (alter) Kraftwerke, politisch unwahrscheinlich. Die Hoffnung der Big 4 auf politische Milderung der Rentabilitätsprobleme im Kraftwerkspark scheint sich somit nicht zu erfüllen.
- Mit der kommenden **Reform des europäischen Emissions-handelssystems** durch die so genannte Marktstabilitätsreserve könnte sich mittelfristig die Wirtschaftlichkeit emissionsintensiver Kraftwerke weiter verringern.
- Die Margen im **Netzbetrieb** sind durch die Anreizregulierung inzwischen drastisch gedeckelt.
- Zahlreiche Konzessionsverträge im Netzbetrieb laufen aus und bilden einen Ansatzpunkt für zunehmende Bestrebungen zur **Rekommunalisierung**.

Die Perspektiven der Big 4

► Fehlendes Geld für Neuausrichtung

Die Perspektiven für eine rasche Strategieänderung verschlechtern sich. Das für eine Neupositionierung benötigte Kapital ist in den fossilen Kraftwerken sowie in Beteiligungen im In- und Ausland gebunden.

Auch eine Finanzierung aus zusätzlichem Eigenkapital wird angesichts der düsteren wirtschaftlichen Perspektiven und der gefallen Aktienkurse derzeit immer problematischer. Angesichts der Rentabilitätsprobleme im bisherigen Kerngeschäft steht zudem die Erlösseite massiv unter Druck, so dass auch einer Finanzierung aus dem Cash-Flow enge Grenzen gesetzt sind. Bei RWE wird das Finanzierungsproblem durch das Down-Rating am Kapitalmarkt verschärft, sodass nur begrenztere Möglichkeiten zur Fremdfinanzierung bestehen.

► Sinkende Lobbymacht

Nach dem beispiellosen Lobbying für eine Laufzeitverlängerung der AKW öffnen sich die Türen der politischen Entscheidungsträger offenbar nicht mehr so leicht wie früher. Das teilweise selbstherrliche und aggressive Auftreten im Zusammenhang mit der Laufzeitverlängerung und ihrer Suspendierung hat hier zu einem grundlegenden Vertrauensbruch geführt. Dies zeigt sich insbesondere daran, dass die Kompensationsstrategie kaum noch auf politischem Wege erfolgreich ist (z. B. Forderung nach Kapazitätsmärkten), weshalb die Big 4 sie juristisch durchzusetzen versuchen.

► Netzbetrieb weniger lukrativ

Obendrein droht den Unternehmen auch noch das Wegbrechen des anreizregulierten und daher nicht ganz so renditeträchtigen,

dafür aber recht stabilen Netzgeschäftes. Das wird verstärkt durch das Auslaufen vieler Konzessionsverträge und durch weit verbreitete Rekommunalisierungsbestrebungen. Dazu kommen höhere Effizienzvorgaben in der Anreizregulierung in der nächsten Regulierungsperiode ab 2018.

► **Ausweg: Desinvestition und Rationalisierung**

In Anbetracht dessen bleiben den Big 4 im Wesentlichen nur noch die Desinvestition und die Rationalisierung, um die dringend benötigten finanziellen Mittel für einen Neuanfang zu mobilisieren. Bei Verkäufen von Kraftwerksanteilen muss mit Verlusten gerechnet werden. Auch der Verkauf von Beteiligungen leidet ebenfalls an der schlechten Verfassung der Branche insgesamt. Wie auch die Klagen gegen die Folgen der Energiewende, sind die Rationalisierungsprogramme und Desinvestitionen in erster Linie reaktive Strategiebausteine.

► **Ausweg: Ersatz für das bisherige Kerngeschäft**

Letztlich kommt es für die Big 4 entscheidend darauf an, für das Wegbrechen des Kerngeschäftes der konventionellen Stromerzeugung, aber auch für bereits erfolgte bzw. vermutlich noch bevorstehende Geschäftseinbußen im Netzbetrieb einen adäquaten Ersatz zu finden. Alle Big 4 setzen in diesem Kontext auf den Ausbau der Erneuerbaren Energien inklusive der dazugehörigen Infrastruktur und auf das Geschäftsfeld der Energiedienstleistungen.

Fazit: Wen trifft die Verantwortung?

Die Hauptschuld trifft die damals und heute verantwortlichen Manager. Sie haben sich zu lange auf vormals blendenden Geschäftszahlen ausgeruht, die oftmals alleine das Ergebnis von Quasimonopolen waren. Sie haben sich zu lange auf ihren Einfluss auf die Politik verlassen. Sie haben zu lange auf die Kernkraft gesetzt, obwohl absehbar war, dass sich – auch ohne eine Katastrophe wie in Fukushima – die politischen Verhältnisse jederzeit ändern könnten. Sie haben ferner zu lange die Dynamik des Ausbaus Erneuerbarer Energien unterschätzt und dessen Auswirkungen auf den fossilen Kraftwerkspark verkannt.

Greenpeace fordert:

- **keine politische Hilfen für die in Schieflage geratenen Energieversorger in Form von Kapazitätsmärkten oder andere Subventionen für alte Kraftwerke**
- **eine konsequente Klimaschutzpolitik durch einen Ausstieg aus der Braunkohleverstromung bis 2030 und aus der Steinkohleverstromung bis 2040**
- **ein konsequentes und dynamisches Weiterführen der Energiewende**
- **Sicherung der Atom- und Braunkohlerückstellungen in einer öffentlich-rechtlichen Stiftung**

Die Zukunft der großen Energieversorger

Wissenschaftliche Studie von
Prof. Dr. Heinz-J. Bontrup
Prof. Dr. Ralf-M. Marquardt

Hannover/Lüdinghausen im Januar 2015

Inhaltsverzeichnis

1 Big-4 in der Zange von Marktregulierung und Energiewende	1
2 Hintergründe zur Energiewende.....	9
2.1 Politischer Rahmen der Energiewende	9
2.2 Bestandsaufnahme zur Energiewende	23
2.3 Herausforderungen für die Big-4 durch die Energiewende	34
3 Veränderter Wettbewerbsrahmen	38
3.1 Strompreisentwicklung in Deutschland	38
3.2 Nachregulierung.....	43
3.3 Herausforderungen für die Big-4 durch den veränderten Wettbewerbsrahmen	53
4 Verteilungs- und Wirtschaftlichkeitsanalyse: EVUs und Big-4.....	60
4.1 Verteilungskonflikt und Endpreise	60
4.2 Branchenanalyse der Elektrizitätswirtschaft.....	62
4.2.1 Gesamtwirtschaftliche Unternehmensentwicklung	62
4.2.2 Unternehmensentwicklung in der Elektrizitätswirtschaft	65
4.2.3 Vergleich der wirtschaftlichen Entwicklung in der Gesamt- und der Elektrizitätswirtschaft.....	74
4.3 Wirtschaftlichkeitsanalyse der Big-4.....	77
4.3.1 E.ON.....	77
4.3.2 RWE	90
4.3.3 EnBW	100
4.3.4 Vattenfall.....	107
4.3.5 Big-4 in der Zusammenfassung.....	115
5 Strategie der Big-4.....	120
5.1 Strategische Fehler der Big-4.....	120

5.1.1 Ungenutzte Schonzeit im Schutz der Unterregulierung.....	120
5.1.2 Geplatzte Hoffnung auf verlängerte AKW-Laufzeiten.....	120
5.1.2.1 Atomkonsens von 2000	121
5.1.2.2 Lobbyarbeit zur Aufkündigung des Atomkonsenses.....	125
5.1.2.3 Vertrag zur Laufzeitverlängerung.....	130
5.1.2.4 Rücknahme der Laufzeitverlängerung.....	144
5.1.2.5 Fazit zum AKW-Kurs der Big-4.....	154
5.1.3 Fehleinschätzung der EE-Ausbau-Wirkung.....	155
5.1.3.1 Strompreisbildung im Großhandel	155
5.1.3.2 Merit-Order-Effekte durch die Energiewende	161
5.1.3.3 Zusammenfassung zu den Merit-Order-Effekten der Energiewende	173
5.1.3.4 Strompreisentwicklung und ihre Determinanten	177
5.1.3.5 Margenbelastung in der konventionellen Stromerzeugung	184
5.1.3.6 Betroffenheit der Big-4.....	189
5.1.4 Individuelle strategische Fehler.....	201
5.2 Strategische Neuausrichtung.....	206
5.2.1 Kompensationsstrategie	208
5.2.1.1 Kompensationsforderung im Zusammenhang mit der Aufkündigung der AKW-Laufzeitverlängerung.....	209
5.2.1.2 Kompensationsforderung im Zusammenhang mit dem sofortigen Abschalten von AKWs.....	213
5.2.1.3 Kompensationsforderung im Zusammenhang mit der Kernbrennstoffsteuer	213
5.2.1.4 Kompensationsforderung im Zusammenhang mit Rentabilitätseinbußen fossiler Kraftwerke	214
5.2.1.5 Kompensationsforderung im Zusammenhang mit dem Standortauswahlgesetz	217
5.2.1.6 Kompensationsforderung im Zusammenhang mit dem AKW-Rückbau.....	218

5.2.2 Rationalisierungsstrategie	221
5.2.2.1 Personalstrategie bei E.ON	223
5.2.2.2 Personalstrategie bei RWE	225
5.2.2.3 Personalstrategie bei EnBW	227
5.2.2.4 Personalstrategie bei Vattenfall	228
5.2.2.5 Kraftwerksstilllegungen.....	229
5.2.3 Neujustierung von Geschäftsschwerpunkten	232
5.2.3.1 E.ON	233
5.2.3.2 RWE	240
5.2.3.3 EnBW	247
5.2.3.4 Vattenfall	252
6 Perspektiven der Big-4	257
7 Literaturverzeichnis	271

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1: Gründung und Wachstum der Big-4	4
Abb. 2: EE-Zielexpansionspfad: Altes und neues EEG	15
Abb. 3: Treibhausgasemissionen in Deutschland	24
Abb. 4: Primärenergieverbrauch in Deutschland	25
Abb. 5: Stromverbrauch in Deutschland	26
Abb. 6: EE-Anteil an Bruttostrom- und Bruttoendenergieverbrauch in Deutschland	27
Abb. 7: Struktur der Stromanlagenkapazitäten und der Stromerzeugung in Deutschland.....	29
Abb. 8: Struktur der EE-Kapazitäten und EE-Erzeugung in Deutschland in 2013.....	31
Abb. 9: Struktur der EE-Erzeugung in Deutschland in 2013	31
Abb. 10: Strom-Erzeugungsmix in Deutschland: 1990, 1997 und 2013	32
Abb. 11: Erzeugungsstrukturverschiebung von 2010 bis 2013.....	33
Abb. 12: Strompreisentwicklung für private Haushalte	39
Abb. 13: EU-Strompreisvergleich für Unternehmen mit mittlerer Stromintensität.....	40
Abb. 14: Strompreisentwicklung für Unternehmen mit mittlerer Stromintensität.....	41
Abb. 15: Eigenkapitalrentabilität Verteilnetzbetreiber	46
Abb. 16: Nettostromexporte aus Deutschland.....	48
Abb. 17: Konzentration konventioneller Erzeugungskapazitäten.....	57
Abb. 18: Konzentration konventioneller Stromerzeugung	58
Abb. 19: Börsenpreisentwicklung für Strom.....	142
Abb. 20: Merit-Order-Modell	158
Abb. 21: Strommarkteffekt: AKW-Abschaltung und Kernbrennstoffsteuererhebung	164
Abb. 22: Strommarkteffekt: Verstärkte EE-Stromeinspeisung, Energieeffizienz und Eigenstromversorgung	168
Abb. 23: Strommarkteffekt: Verstärkte Einspeisevolatilität der EE	170
Abb. 24: Strompreiswirkung niedrigerer Zertifikatepreise	171
Abb. 25: Strompreiswirkung niedrigerer Gaspreise.....	172
Abb. 26: Strompreiswirkung niedrigerer Kohlepreise	173
Abb. 27: Stromgroßhandelspreise und Wirtschaftswachstum	178
Abb. 28: Preisentwicklung Primärenergieträger	179
Abb. 29: Stromgroßhandels-, Gas- und Steinkohlepreise	182
Abb. 30: Preisentwicklung EU-Allowances.....	184
Abb. 31: Erzeugungsmix und Kapazitätsmix nach dem Abschalten von acht AKWs	187

Abb. 32: Nationale Kraftwerkskapazitäten und Erzeugungsbeiträge der Big-4 nach Primärenergieträger	192
Abb. 33: Aktienkursentwicklung börsennotierter Big-4	208
Abb. 34: Rückstellungen für Rückbau und Entsorgung der AKWs.....	219

Tabellenverzeichnis

Tab. 1: Zielvorgaben Energiekonzept 2010	12
Tab. 2: Wirtschaftliche Entwicklung aller deutschen Unternehmen von 2006 - 2013	63
Tab. 3: Wirtschaftliche Entwicklung der deutschen Elektrizitätswirtschaft von 1998 – 2012	67
Tab. 4: Wirtschaftliche Entwicklung aller Elektrizitätsunternehmen von 2006 -2012.....	75
Tab. 5: Wirtschaftliche Entwicklung E.ON Konzern	82
Tab. 6: Marktmachtpositionen RWE	91
Tab. 7: Wirtschaftliche Entwicklung RWE Konzern.....	94
Tab. 8: Wirtschaftliche Entwicklung EnBW-Konzern	102
Tab. 9: Wirtschaftliche Kennzahlen Vattenfall-Konzern.....	109
Tab. 10: Wirtschaftliche Entwicklung Vattenfall Europe AG	111
Tab. 11: Wirtschaftliche Entwicklung: Big-4 im Vergleich	116
Tab. 12: AKWs: Laufzeiten und Reststrommengen	136
Tab. 13: Erwartete Zusatzgewinne der Big-4 aus der Laufzeitverlängerung.....	137
Tab. 14: Verteilung der Reststrommengen vorzeitig stillgelegter AKWs	151
Tab. 15: Reststrommengenbedarf der laufenden AKWs	152
Tab. 16: Auswirkungen der AKW-Stillegungen auf das Kraftwerksportfolio	153
Tab. 17: Nationale und weltweite Kraftwerkskapazitäten sowie Erzeugung der Big-4	191
Tab. 18: Altersstruktur noch betriebener fossiler Kraftwerkskapazitäten der Big-4	199
Tab. 19: Kohlekraftwerksplanungen der Big-4 seit 2008	201
Tab. 20: Stilllegungsanzeige fossiler Kohlekraftwerke der Big-4 ab 2014	230
Tab. 21: Strukturelle Unterschiede in den strategischen Ausgangsbedingungen	267

Abkürzungsverzeichnis

/a: pro Jahr

AKW: Atomkraftwerk

AtG: Atomgesetz

BDEW: Bundesverband der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.

BfS: Bundesamt für Strahlenschutz

BMU: Bundesministerium für Umwelt,
Naturschutz und Reaktorsicherheit

BMWi: Bundesministerium für Wirtschaft
und Technologie jetzt Bundesmi-
nisterium für Wirtschaft und
Energie

Ct: Euro-Cent

EBIT: Earnings before Interest and Taxes
(Gewinn vor Zinsen und Steuern)

EBITDA: Earnings before Interest, Taxes,
Depreciation and Amortisation (Ge-
winn vor Zinsen, Steuern und Ab-
schreibungen auf Sachanlagen und
immaterielle Vermögenswerte)

EE: Erneuerbare Energien

EEG: Erneuerbare-Energien-Gesetz

EEWärmeG: Erneuerbare-Energien-
Wärmegegesetz

EnWG: Gesetz über die Elektrizitäts- und
Gasversorgung (Energiewirtschafts-
gesetz)

ETS: (EU-)Emissions Trading System
(EU-Emissionshandelssystem)

EUA: EU-Allowances (seit 2005 handelba-
re Zertifikate, die innerhalb der EU
zur Verschmutzung mit einer Tonne
CO₂ bzw. mit dem Verschmutzungs-
äquivalent berechtigen)

EUR: Euro

EVU: Energieversorgungsunternehmen

GAU: größter anzunehmender Unfall

GG: Grundgesetz der Bundesrepublik
Deutschland

ggü.: gegenüber

GW/GWh: Gigawatt/Gigawattstunden

IEKP: Integriertes Energie- und Klima-
konzept

k.A.: keine Angaben

KernbrStG: Kernbrennstoffsteuergesetz

KfW: Kreditanstalt für Wiederaufbau

KKW: Kernkraftwerk

kW/kWh: Kilowatt/Kilowattstunden

KWK: Kraft-Wärme-Kopplung

KWK-G: Gesetz für die Erhaltung, die
Modernisierung und den Ausbau
der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-
Wärme-Kopplungsgesetz)

Mio.: Millionen

Mrd.: Milliarden

MW/MWh: Megawatt/Megawattstunden

MwSt: Mehrwertsteuer

NAPE: Nationaler Aktionsplan Energieeff-
izienz

PPK: Prozentpunkte

PV: Photovoltaik

SEK: Schwedische Krone

TW/TWh: Terrawatt/Terrawattstunden

TSO: Transmission System Operator
(Übertragungsnetzbetreiber)

v.H.: von Hundert

VJ.: Vorjahr

1 Big-4 in der Zange von Marktregulierung und Energiewende

Nach der spektakulären Ankündigung von E.ON im Dezember 2014, sich vom traditionellen Geschäftsfeld der konventionellen Stromversorgung auf der Basis von Atomkraftwerken (AKWs) und Kohlekraftwerken trennen und sich im Gegenzug auf Erneuerbare Energien (EE), den Netzbetrieb, den Stromvertrieb und Energiedienstleistungen (EDL) konzentrieren zu wollen, steht die Frage nach der Zukunft der vier großen deutschen Stromversorger (E.ON, RWE, Vattenfall und EnBW) einmal mehr im Mittelpunkt des öffentlichen Interesses.

Lange Zeit zählten diese Big-4 zu den schlagkräftigsten Unternehmen hierzulande. Hohe Marktmacht kombiniert mit einer ausgeprägten Abhängigkeit der Nachfrager von den angebotenen Leistungen schienen die Garanten für einen lang anhaltenden Unternehmenserfolg zu sein. E.ONs Versuch eines Befreiungsschlags verdeutlicht indessen, dass die goldenen Zeiten für die Großkonzerne ein für alle Mal passé sind. Für die vier Energiekonzerne gilt mit den Worten des Vorstandsvorsitzenden von RWE, Peter Terium, offenbar: „Auch ein Riese kann stolpern.“¹ Die Unternehmen befinden sich dabei in der sich immer weiter schließenden Zange von Marktregulierung und Energiewende. Was ist passiert?

Im Zuge der Liberalisierung der Energiewirtschaft etablierten sich in der Branche ab 1998 zunächst gänzlich neue Marktstrukturen.² Bis dahin wurde der Markt durch staatlich regulierte Gebietsmonopole gesteuert. Dafür gab es zwei Gründe: Zum einen ist Strom ein *volkswirtschaftliches Basisgut*, das laut Bundesgerichtshof „für jeden so wichtig ist, wie unser täglich Brot“. Zum anderen bestand lange Zeit die Auffassung, dass sich der Markt aufgrund hoher Fixkostenanteile und der Subadditivitätsproblematik³ ohnehin nur mit Hilfe von natürlichen Monopolen aussteuern lasse. Das betrifft auch heute noch den Netzbetrieb, galt aber unter den damaligen Erzeugungsbedingungen auch für die Stromerzeugung, die sich vorrangig auf zentrale Großkraftwerke stützte. Angesichts der Unvermeidbarkeit von Monopolisierungstendenzen und der besonderen Bedeutung von Strom in der Daseinsvorsorge galt die

¹ Terium, P. zitiert in: Gusbeth, S., E.ON: Warum sich der Konzern aufspaltet, in Euro Magazin, <http://www.finanzen.net/nachricht/aktien/In-neuer-Gesellschaft-E-ON-Warum-sich-der-Konzern-aufspaltet-4078785>, zuletzt abgerufen 3.1.2015.

² Vgl. Bontrup, H.-J./Marquardt, R.-M., Kritisches Handbuch der deutschen Elektrizitätswirtschaft. Branchenentwicklung, Unternehmensstrategien, Arbeitsbeziehungen, 2. Aufl., Berlin 2011, S. 17 ff..

³ Subadditivitäten liegen vor, wenn ein (Groß-)Unternehmen die Nachfrage nach einem Gut kostengünstiger bedienen kann als mehrere kleine Betriebe. Vgl. Schmidt, I., Wettbewerbspolitik und Kartellrecht, 8. Aufl., Stuttgart 2005, S. 36 ff.

Branche in der Gründungsphase allen politischen Parteien als viel zu wichtig, um sie der im unkontrollierten Markt entstehenden Ausbeutungsmacht von Großkonzernen auszusetzen.

Stattdessen wurden regionale Monopole von der Politik mit Blick auf die Größenvorteile zwar akzeptiert. Zugleich wurden sie aber mit Hilfe einer staatlichen *Preis- und Kostenkontrolle* sowie einer *Investitionsaufsicht* reguliert und diszipliniert. Dabei erwies sich die Regulierung für die Energieversorgungsunternehmen (EVUs) als überaus großzügig und sie reizte in keiner Weise zum Ergreifen ernsthafter Bemühungen um eine verstärkte Kosteneffizienz an.⁴

In Verbindung mit der um sich greifenden Marktgläubigkeit sowie der technologischen Entwicklung hin zu kleineren Kraftwerkseinheiten mit einer Auflösung der Subadditivitätsproblematik entschloss sich die deutsche Politik zu einer Öffnung der Märkte. Dieser Schritt wurde zuvor im Rahmen einer EU-weiten Initiative von der EU-Kommission angestoßen. Die konkrete Umsetzung wurde dabei den Mitgliedsstaaten in weiten Teilen zunächst selbst überlassen. Seitdem können hierzulande sowohl Großkunden als auch private und gewerbliche Kleinkunden ihren Energieversorger frei auswählen.

Ziel war es, über den Wettbewerb die Unternehmen zum Bergen von Effizienzreserven zu bewegen, so dass es am Ende – insbesondere mit Blick auf die im internationalen Wettbewerb stehende deutsche Industrie – zu einer Strompreissenkung kommt.

Anknüpfend an John Hicks, wonach „das schönste am Monopol das ruhige Leben ist“, sollte der Branche also ein Vitalitätsschub verpasst werden. Politisch nicht offen ausgesprochen wurde dabei aber – übrigens bis heute nicht –, dass funktionierender Wettbewerb zugleich auch ein Beschneiden der *Unternehmensgewinne* auf ein Normalmaß bedeutet und nicht nur eine einseitige Verteilung der Lasten auf die Zulieferer und die Beschäftigten.

Nach einer kurzen, bis etwa 2002 anhaltenden Phase der Konsolidierung im Wettbewerb hatten sich die ehemaligen neun Regionalmonopolisten, die zugleich alle Wertschöpfungsstufen der Stromversorgung von der Erzeugung über den Netztransport bis hin zum Handel und Vertrieb bedienten, neu positioniert. Statt in den Wettbewerb zu treten, ging es ihnen vorrangig darum, auch in dem neuen Branchenrahmen wieder zu alter Stärke zurückzukehren. Die Unternehmen reagierten auf den „drohenden“ Wettbewerb mit *Fusionen*, die durch das deutsche

⁴ Vgl. Bontrup, H.-J./Troost, A., Preisbildung in der Elektrizitätswirtschaft. Ein Beitrag zur Diskussion um die Novellierung der Stromtarife, PIW-Studie Nr. 4, Bremen 1988, S. 43.

Wettbewerbsrecht aufgrund zu großzügiger Zusammenschlussschwellen nicht unterbunden werden konnten.

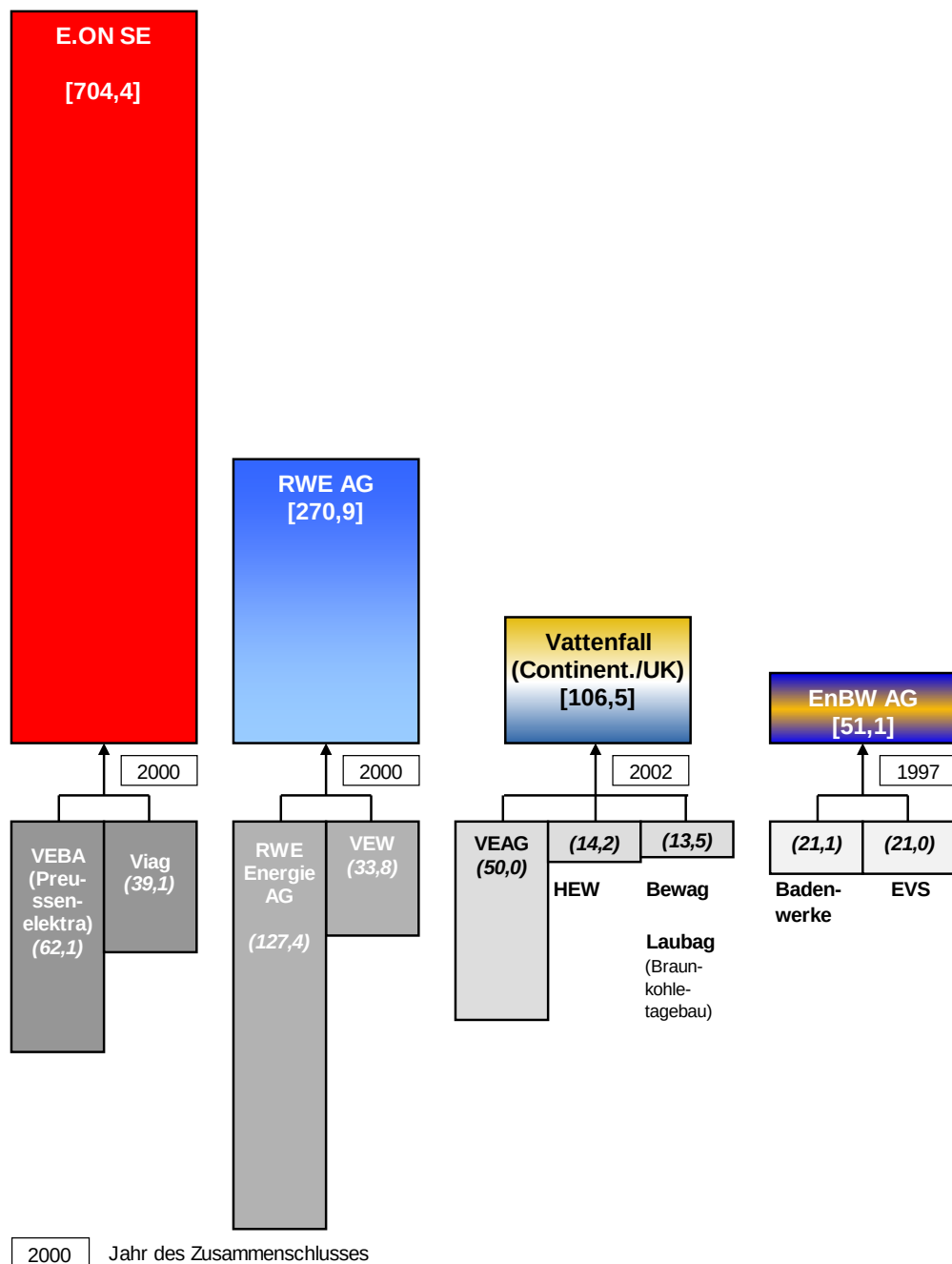
Aus neun Verbundmonopolisten bildeten sich so im Zeitraum von 1997 bis 2003 die von uns in einer früheren Studie als die „Big-4“ „getauften“ Unternehmen,⁵ die auch heute noch die vier zentralen Akteure im Markt darstellen (vgl. Abb. 1). Mit ihrer Gründung dominierten sie lange Zeit das Marktgeschehen. Dabei wurde der Konzentrationsprozess durch die Ausgangsstrukturen mit wenigen großen stromerzeugenden und vielen kleinen Anbietern (Stadtwerke) ohne eigene Erzeugungskapazitäten geradezu begünstigt. Bereits im Vorgriff auf die Liberalisierung entstand 1997 die EnBW Energie Baden-Württemberg AG, in 2000 folgten die Gründungen der E.ON AG und der RWE AG. Den Abschluss dieses Konzentrationsprozesses bildete 2002/2003 die Vereinigung ost- und norddeutscher Anbieter zur Vattenfall Europe AG.

In der Erzeugungssparte – und damit am strategisch wichtigsten Ansatzpunkt der Branche – besaßen die Big-4 zeitweise fast 90 v.H. der nationalen Produktionskapazitäten.⁶ Hier hätte zwar eine verstärkte Einbindung des deutschen in einen europäischen Binnenmarkt durch die Auslandskonkurrenz belebend wirken können. Dazu fehlten jedoch die technologischen Voraussetzungen. Engpässe an den Grenzkuppelstellen des Netzes schotteten den deutschen Markt recht stark ab, wobei die Netzbetreiber wegen ihrer vertikalen Integration in die vier Großkonzerne selbst wenige Anreize hatten, die Engpässe schnell zu beseitigen.

⁵ Vgl. Bontrup, H.-J./Marquardt, R.-M., Kritisches Handbuch ... a.a.O.

⁶ Vgl. Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland, Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Bärbel Höhn, Hans-Josef Fell, Kerstin Andreae, weiterer Abgeordneter und der Fraktion Bündnis 90/Die Grünen, Deutscher Bundestag (Hrsg.), Drucksache 16/11538 vom 05.01.2009.

Abb. 1: Gründung und Wachstum der Big-4



2000 Jahr des Zusammenschlusses

[614,6] Konzernweite Stromabgabe in TWh (2013), bei Vattenfall: Einheit UK und Continental.

(62,1) Stromabgabe in TWh in 1996

Quelle: Eigene aktualisierte und maßstabsgetreue Darstellung in Anlehnung an Brückmann, S. (2004).

Hinzu kamen hierzulande hohe *Markteintrittsschwellen* für neue Stromerzeuger durch ein verändertes Investitionsparadigma. Vor der Liberalisierung garantierten die Gebietsmonopole, dass selbst die Folgekosten von *nachträglich ineffizienten Investitionen* in die Preise weitergewälzt werden konnten, ohne den Verlust von Kunden befürchten zu müssen. Dies verringerte zwar das Streben nach effizienten Lösungen, begünstigte aber grundsätzlich die Investitionsbereitschaft. Seit der Liberalisierung hingegen müssen sich die Investitionen, abgesehen

von solchen in EE-Anlagen, im Markt gegenüber der Konkurrenz „rechnen“, da ansonsten die Abnehmer beim Versuch der Kostenüberwälzung den Anbieter wechseln (können). Dabei erweist sich aber die Renditekalkulation in der Branche wegen

- langer Planungs- und Amortisationszeiten,
- der oftmals hohen Investitionssummen,
- starker wechselseitiger Investitionsabhängigkeiten beispielsweise zwischen Netz- und Kraftwerksinvestitionen,
- längerfristig schlecht kalkulierbarer Primärbrennstoff- und CO₂-Zertifikatepreise
- und der Ausbauwiderstände der Bevölkerung

als überaus schwierig.

Darüber hinaus wurde mit Blick auf die Stromtransportsparte zunächst *kein diskriminierungsfreier Netzzugang* geschaffen. Die Big-4 instrumentalisieren so ihre Netzhoheit im Rahmen des integrierten Unternehmensverbundes durch hohe Durchleitungsentgelte. Die wenigen neuen, auf das von der Konkurrenz betriebene Netz angewiesenen Stromanbieter zogen sich daher recht schnell wieder vom deutschen Strommarkt zurück.

Damit war der Prozess der Machtkonzentration aber noch nicht beendet. Die vier großen Versorger, allen voran das zwischenzeitlich entstandene Duopol E.ON und RWE, beteiligten sich zusätzlich an zahlreichen *Regionalversorgern* sowie an *Stadtwerken*. So konnte über die dorthin abgestellten Aufsichtsräte die potenzielle Erzeugungskonkurrenz kontrolliert, Einfluss zur Sicherung von Absatzmärkten geltend gemacht und obendrein eine Beteiligungsrendite abgeschöpft werden, die dann an anderer Stelle wieder zum Machtaufbau reinvestiert wurden. Zeitweise hielten hier die Big-4 über 300 Beteiligungen.

Außerdem haben die vier Großkonzerne, insbesondere E.ON und RWE, vor dem Hintergrund der Einführung eines Europäischen Binnenmarktes für Elektrizität versucht, sich über eine *Internationalisierungsstrategie* unabhängiger vom deutschen Markt zu machen. Ein Großteil der zuvor nicht an die Shareholder ausgeschütteten Gewinne wurde so im Ausland investiert. Zuletzt wurden dann nicht zum Kerngeschäft (Strom, Gas) gehörende Geschäftsfelder verkauft. Die noch zuvor betriebene *Multi-Utility-Strategie*, an der sich allerdings Vattenfall

nicht orientiert hatte, wurde daher mangels Erfolg bzw. angesichts der Erkenntnis, sich damit „überhoben“ zu haben, aufgegeben.⁷

Im *Vertrieb* haben sich drei der Big-4 ebenfalls nicht gerade beeilt, in den bundesdeutschen Wettbewerb einzutreten, was sicherlich auch durch eine anfangs auch hohe *Wechsellethargie* bei den Kunden begünstigt wurde. Zwar verfügte EnBW mit Yello-Strom bereits 1998 über einen national operierenden Billigstromanbieter. RWE und E.ON zogen mit „Eprimo“ bzw. mit „E-wie-einfach“ aber erst in 2007 und Vattenfall mit „Easy-Strom“ sogar noch ein Jahr später nach.

Im Januar 2011 berichtete vor diesem Hintergrund das Bundeskartellamt in einer Sektoruntersuchung rückblickend, dass der Anteil der Big-4 zwar sowohl gemessen an den Erzeugungskapazitäten als auch an der Stromeinspeisung bereits deutlich abgenommen hat.⁸ Dennoch blieb die Behörde bei der Einschätzung, „dass sich auf dem deutschen Erstabsatzmarkt mindestens drei, wahrscheinlich sogar vier Unternehmen in einer Position befinden, die es ihnen ermöglicht, sich in einem nennenswerten Umfang unabhängig von ihren Wettbewerbern, Abnehmern und schließlich gegenüber den Verbrauchern zu verhalten und dadurch den Wettbewerb auf dem Erstabsatzmarkt zu beeinträchtigen.“⁹ Zumindest E.ON, RWE und Vattenfall würden dabei sogar „individuell über eine *marktbeherrschende Stellung*“¹⁰ verfügen.

Die Big-4 konnten sich in diesem Umfeld nach einer kurzen Konsolidierungsphase zumindest im Außenverhältnis wieder auf ein gemütliches Dasein – fast wie in den Zeiten der Gebietsmonopole – einrichten.

Mit dem wiedergewonnenen „ruhigen Leben“ scheint es nun aber endgültig vorbei zu sein. Die wirtschaftliche Lage hat sich in den Konzernen gravierend verschlechtert. RWE beispielsweise musste in 2014 seinen erfolgsverwöhnten Shareholdern zum ersten Mal seit Jahrzehnten Verluste aus dem Geschäftsjahr 2013 vermelden und dass dann auch gleich noch in Höhe von 2,4 Mrd. EUR. Und auch die bislang vorliegenden Unternehmensergebnisse für

⁷ Bontrup, H.-J./Marquardt, R.-M., *Kritisches Handbuch ... a.a.O.*, S. 185ff., S. 204ff., S. 220ff., S. 236ff.

⁸ Vgl. Bundeskartellamt, *Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel*, Bonn 2011, S.8/9.

⁹ ebenda.

¹⁰ ebenda. Allerdings konnte bislang keinem der Big-4 ein *Gesetzesverstoß* rechtskräftig nachgewiesen werden. Das Verfahren der EU-Kommission gegen E.ON, RWE und Vattenfall wegen des Verdachts der missbräuchlichen Verknappung von Erzeugungskapazitäten wurde eingestellt und endete nur für E.ON mit einem Vergleich, bei dem sich der Konzern von 5 GW an Erzeugungskapazitäten trennen musste. Auch die Sektoruntersuchung des Kartellamtes erbrachte keine endgültigen Beweise für einen Missbrauch. Angesichts der methodischen Schwierigkeiten, einen solchen Nachweis zu erbringen, und enger personeller Ressourcen konnte der Missbrauchsverdacht aber auch nicht endgültig ausgeräumt werden. Vgl. Bundeskartellamt, *Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Strom-großhandel*, Bonn 2011, S.2.

2014 lassen bei den vier Großkonzernen eher auf ein längerfristiges Anhalten der Durststrecke schließen. Bis zum Ende des dritten Quartals 2014 weisen EnBW und Vattenfall im EBIT stark rote Zahlen auf, E.ON präsentierte zwar in seinem Bericht noch ein EBIT von 3,9 Mrd. EUR, verkündete aber nachträglich mit der Vorstellung seines Strategiewechsels, dass zum Jahresabschluss noch einmal bis zum Ende des dritten Quartals nicht berücksichtigte Wertberichtigungen im Umfang von 4,5 Mrd. EUR anstünden.

Ursächlich hierfür ist hauptsächlich ein erneuter Wandel in den Rahmenbedingungen der Branche. Die Big-4 werden dabei gleich von zwei Seiten in lange Zeit ungekannter Weise herausgefordert. Sowohl die die Energiewende als auch der zwischenzeitlich veränderte staatliche Regulierungsrahmen trifft die einst so kraftstrotzenden Energieriesen spürbar.

Die Energiewende wurde zwar nicht erst mit der Katastrophe von Fukushima eingeleitet. Bereits zuvor gab es – angestoßen von der Ökobewegung der 1980er Jahre – hierzulande schon eine Neuausrichtung in der Energiepolitik.¹¹ Das schwere Unglück in Japan hat den energiepolitischen Wandel aber so sehr beschleunigt, dass sich das Geschäftsumfeld für die Big-4 wohl irreversibel und viel rascher als von ihrem Management (und von vielen anderen) erwartet verändert hat.

Denn mit ihrer auf nukleare und fossile Großkraftwerke aufbauenden Dominanz in der Erzeugungslandschaft, mit der Integration aller Wertschöpfungsketten und mit zahlreichen Beteiligungen fuhren sie im Zuge der Liberalisierung lange Zeit satte Gewinne ein. Der zwischenzeitliche Beschluss zur Laufzeitverlängerung der AKWs ließ vermuten, dass sich daran auf absehbare Zeit auch nichts ändern wird. Der durch die Katastrophe in Japan ausgelöste Wiederausstieg aus der Laufzeitverlängerung riss die ehemaligen Platzhirsche dann jedoch jäh aus ihrer Komfortzone. Aber auch andere Folgewirkungen der Energiewende sowie regulierungsbedingte Änderungen im Marktumfeld, wie etwa das Aufbrechen der strategischen Integration von Wertschöpfungsstufen, lassen die bisherige Erfolgsstory nur noch als eine Geschichte mit Vergangenheitswert erscheinen. Angesichts dessen sind an den Börsen die drei dort notierten Unternehmen, nachdem sie lange zum „Liebling der Investoren“ avancierten, inzwischen zum „Sorgenkind“ geworden.

Nachfolgend wird systematisch aufgezeigt,

¹¹ Vgl. Bontrup, H.-J./Marquardt, R.-M., Die Energiewende: Verteilungskonflikte, Kosten und Folgen. Köln 2015.

- wie sich im Einzelnen die Rahmenbedingungen durch die Energiewende gewandelt haben (vgl. Kap. 2),
- welchen Einfluss die veränderte Marktregulierung auf das Geschäftsumfeld hat (vgl. Kap. 3),
- wie sich innerhalb des neuen Rahmens die Wirtschaftlichkeit der Big-4 verändert hat (vgl. Kap. 4),
- welche strategischen Fehler die Big-4 dabei begangen haben (vgl. Kap.5.1),
- wie sie sich strategisch an die neue Lage anpassen (vgl. Kap. 5.2.)
- und welche Schwierigkeiten sie zukünftig haben werden, verlorenes Terrain zurückzuerobern (vgl. Kap. 6).

Angesichts der überragenden Bedeutung des Stromgeschäftes in den wirtschaftlichen Aktivitäten der Unternehmen konzentrieren wir uns dabei vorrangig auf die Sparte der Elektrizitätsversorgung.

2 Hintergründe zur Energiewende

2.1 Politischer Rahmen der Energiewende

Mit der Reaktorkatastrophe von Fukushima im Jahr 2011 hat sich die Ausrichtung der deutschen Energiepolitik schlagartig geändert.¹² Unter dem von der Ökobewegung okkupierten Begriff der „Energiewende“ verabschiedete sich die damalige konservativ-liberale Bundesregierung mit Blick auf die Rolle der Kernkraft vom „Brückentechnologie-Argument“ und kassierte die kurz zuvor noch zugestandene Verlängerung der Laufzeiten von AKWs wieder ein (vgl. Kap. 5.1.2). Sie ging dabei sogar noch über den Status-quo-ante hinaus, indem sie acht ältere und als unsicher eingestufte Meiler sofort abschalteten ließ.

Die beschlossenen Maßnahmen beschleunigen und ergänzten damit nur die eigentlich zuvor schon eingeleitete „kleine Energiewende“, die sich aus folgenden Bausteinen zusammensetzte:

- ➔ die Einführung der Ökosteuer inklusive der Stromsteuer (seit 1999),
- ➔ das Einbinden Deutschlands in den EU-weiten Emissionshandel (seit 2005)
- ➔ sowie die Verabschiedung des Stromeinspeisegesetzes bzw. seines Nachfolgers, des ab dem Jahr 2000 geltenden Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG).

Zentrale Ziele der Energiewende sind:

- ➔ die Dekarbonisierung der Energieversorgung,
- ➔ der Ausstieg aus der Atomenergie und
- ➔ die Verringerung der Treibhausgasemissionen.

Bereits mit der Verabschiedung des „*Integrierten Energie- und Klimakonzepts*“ (*IEKP*) im Jahr 2007 in Meseberg hatte die damals zuständige Bundesregierung ihre allmählich weiterentwickelten Vorstellungen über die *kleine Energiewende* konzeptionell festgeschrieben. Dabei präsentierte sie sich in ihrer Zielsetzung ambitionierter als die europäische Staatengemein-

¹² Zur Vertiefung der Hintergründe des Wandels vgl. auch Kap. 5.1.2.4.

schaft in ihrer „20/20/20-Zielsetzung“.¹³ Wichtige angestrebte Eckpunkte des *IEKP* wurden jeweils mit einem Zielhorizont bis 2020 wie folgt definiert:¹⁴

- ➔ eine selbstverpflichtende Reduktion der CO₂-Emissionen gegenüber 1990 um 40 v.H., sofern „die Europäische Union im selben Zeitraum ihre Emissionen um 30 v.H. gegenüber 1990 reduziert und andere Staaten vergleichbar ehrgeizige Ziele übernehmen“,¹⁵
- ➔ ein Stromerzeugungsanteil der EE von 25 bis 30 v.H. (im September 2010 auf 35 v.H. erhöht (s.u.)),
- ➔ eine Verdoppelung des Stromanteils aus der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) auf 25 v.H.,
- ➔ eine Erhöhung des EE-Anteils am Wärmeverbrauch auf 14 v.H.,
- ➔ und eine gegenüber 1990 verdoppelte Energieproduktivität.

In ihrem *Energiekonzept von 2010* konsolidierte die schwarz-gelbe Bundesregierung – gestützt auf Ergebnissen von Machbarkeitsstudien – die bis dahin geführte energiepolitische Diskussion. Angesichts der Tatsache, dass der *Energieverbrauch zu rund 80 v.H. für die Treibhausgasemissionen verantwortlich* ist, stand dabei klimapolitisch die Energieversorgung im Mittelpunkt der Bemühungen. Ausgehend von der Überzeugung, dass der „Weg in das regenerative Zeitalter möglich und gangbar ist“¹⁶, skizzierte die Regierung eine Entwicklungsperspektive bis 2050 und verschärfte einzelne Zielmarken. Als unverändertes *qualitatives* Oberziel wurde das Erreichen des *energiepolitischen Zieldreiecks* bestätigt: „Deutschland

¹³ Demnach soll in der EU bis 2020 a) eine Rückführung der Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 um 20 v.H. erfolgen, b) der Anteil der EE auf 20 v.H. des Primärenergieverbrauchs steigen und c) sich der Primärenergieverbrauch um 20 v.H. verringern. Im Oktober 2014 haben sich die Staats- und Regierungschefs der EU darauf verständigt, die Treibhausgasemissionen bis 2030 sogar um mindestens 40 v.H. gegenüber 1990 zu reduzieren. Zudem sollen bis dahin mindestens 27 v.H. der Energien aus EE stammen und der Endenergieverbrauch um mindestens 27 v.H. geringer sein, als unter Status-quo-Bedingungen zu erwarten wäre.

¹⁴ Vgl. BMU, Das Integrierte Energie- und Klimaschutzprogramm (IEKP), Juni 2009, http://www.bmu.de/klimaschutz/nationale_klimapolitik/doc/44497.php, zuletzt abgerufen 18.10.2011 und BMU/BMWi, Bericht zur Umsetzung der in der Kabinettsklausur am 23./24.08.2007 in Meseberg beschlossenen Eckpunkte für ein Integriertes Energie- und Klimaprogramm, http://www.bmub.bund.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/gesamtbericht_iekp.pdf, zuletzt abgerufen 6.12.2014.

¹⁵ BMU/BMWi, Bericht zur Umsetzung der in der Kabinettsklausur am 23./24.08.2007 in Meseberg beschlossenen Eckpunkte für ein Integriertes Energie- und Klimaprogramm, a.a.O., S.2.

¹⁶ BMU/BMWi, Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, 28.9.2010, S.5.

soll in Zukunft [...] eine der energieeffizientesten und umweltschonendsten Volkswirtschaften der Welt werden.

- ➔ Ein hohes Maß an *Versorgungssicherheit*,
- ➔ ein wirksamer *Klima- und Umweltschutz* sowie
- ➔ eine *wirtschaftlich tragfähige* Energieversorgung

sind zugleich zentrale Voraussetzungen, dass Deutschland auch langfristig ein wettbewerbsfähiger Industriestandort bleibt.“¹⁷

Das vorgelegte Energiekonzept 2010 sollte dazu einen langfristigen, bis ins Jahr 2050 reichenden Leitlinienkatalog bereitstellen, der sowohl verlässliche Rahmenbedingungen für die privatwirtschaftlichen Akteure absteckt als auch der Politik einen Referenzpfad zur Selbstkontrolle vorgibt.

Als *quantitativ operables Oberziel* definiert das Energiekonzept gegenüber 1990 eine *Reduktion der Treibhausgasemissionen bis 2020 um 40 v.H. und bis 2050 um mindestens 80 v.H.* Dazu wird der in Tab. 1 dargestellte Abbaupfad für die Emissionen angestrebt.

Flankiert werden die Vorgaben von den in der Tabelle erfassten *Zwischenzielmarken für den Energiebereich*. Mit Blick auf den Energieverbrauch wird noch zusätzlich betont, dass zur Erreichung der Vorgaben die *Energieproduktivität* – bezogen auf den Endenergieverbrauch – im Durchschnitt jährlich um 2,1 v.H. wachsen muss und dass die auf den gesamten Gebäudebestand bezogene Sanierungsrate für Gebäude auf jährlich 2 v.H. verdoppelt werden soll.¹⁸

¹⁷ ebenda, S.3.

¹⁸ Vgl. zur *Zielhierarchie* auch Monopolkommission, Energie 2013: Wettbewerb in Zeiten der Energiewende, Sondergutachten 65, Bonn 2013, S. 110 ff.

Tab. 1: Zielvorgaben Energiekonzept 2010

	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: nach Angaben von BMU/BMWi, Energiekonzept ... a.a.O., 28.9.2010, S. 5 und EEG (2014).

In das Konzept von 2010 wurde neben den End- und Zwischenzielen zugleich auch ein Maßnahmenkatalog aufgenommen:

- ➔ Beschlossen wurde *erstens* das Aufweichen des Atomkonsenses aus dem Jahr 2000 und in Verbindung damit eine *Laufzeitverlängerung für AKWs* (vgl. Kap. 5.1.2).
- ➔ *Zweitens* wurde den *EE eine tragende Rolle* in der zukünftigen Energieversorgung zugewiesen.
- ➔ *Drittens* wurde die Steigerung der *Energieeffizienz* zu einer „Schlüsselfrage“¹⁹ deklariert. Eine wichtige Rolle soll in diesem Kontext die Gebäudesanierung spielen, da die Gebäude etwa 40 v.H. des Endenergieverbrauchs und ein Drittel der CO₂-Emissionen verursachen. Hierbei setzte die damalige Regierung aber vorrangig auf privatwirt-

¹⁹ BMU/BMWi, Energiekonzept ... a.a.O., 28.9.2010, S. 11.

schaftliche Anreize und weniger auf staatliche Regulierung und finanzielle Förderung.²⁰

- ➔ Anknüpfend an eine gemeinsame Erklärung der Industrie und der Bundesregierung und eingebunden in einen nationalen Entwicklungsplan wurde *viertens* der Ausbau der *Elektromobilität* avisiert. Bis 2020 sollen eine Million Elektrofahrzeuge für deutsche Straßen zugelassen sein. Bis 2030 sollen es sogar 6 Millionen Fahrzeuge sein, wobei im Rahmen des Gesamtkonzeptes ein großer Vorteil dieser Fahrzeuggattung in der möglichen Nutzung als Puffer für die dargebotsabhängige EE-Einspeisung gesehen wird.

Durch die Havarie der Meiler in Fukushima wurden die Beschlüsse dieses Energiekonzeptes hinsichtlich der Laufzeitverlängerung für die Atomreaktoren bereits nach einem halben Jahr wieder hinfällig. In einer Kombination aus politischem Opportunismus und veränderter Risikoeinschätzung der Atomkraft vereinbarte die damals amtierende Regierung im Rahmen der „beschleunigten Energiewende“ insbesondere:

- ➔ die Laufzeitverlängerung von AKWs in Verbindung mit einem gegenüber dem Atomkonsens von 2000 sogar noch beschleunigten Atomausstieg (vgl. Kap. 5.1.2) wieder zu suspendieren,
- ➔ den EE- und KWK-Ausbau dafür im Gegenzug deutlich zu forcieren
- ➔ und den Netzausbau vor allem auch zur systemischen Integration der EE zu intensivieren.

Der beschleunigte Ausstieg aus der Kernkraft verstärkte hierbei den ohnehin schon angelegten Handlungsbedarf zum raschen Ausbau alternativer Strom- und Wärmeerzeugungsanlagen. Nach § 1 Abs. 2 der im Juni 2011 beschlossenen EEG-Reform und der in dieser Hinsicht auch durch die sogenannte „PV-Novelle“ des EEG in 2012 nicht geänderten Fassung sollte der EE-Anteil am Bruttostromverbrauch kontinuierlich erhöht werden. Bis spätestens 2020 sollte der Anteil mindestens 35 Prozent betragen. Ab dann war alle zehn Jahre eine Ausweitung zumindest in 15-Prozentpunktschritten vorgesehen, so dass der Grünstromanteil bis spätestens 2050 mindestens 80 v.H. beträgt.

²⁰ Vgl. ebenda.

Das Nahziel von 35 v.H. und das Fernziel von 80 v.H. bewegten sich zwar im Rahmen der bisherigen Vorstellungen. Die explizite Aufnahme der Richtwerte in das EEG sowie die Vorgabe eines konkreten Fahrplans zeugten aber in Verbindung mit den neuen Notwendigkeiten von einer größeren Ernsthaftigkeit der ökologischen Weichenstellung. Zentrales Instrument und rechtliche Plattform beim Ausbau der EE soll dabei das EEG sein.

Nach dem Regierungswechsel zur großen Koalition in 2013 wurde das EEG erneut überarbeitet. Obwohl große Teile der Bevölkerung weiter hinter der Energiewende standen und noch stehen, wurde, teilweise forciert durch eine überdramatisierende Presse, allmählich das Bewusstsein geschärft, dass die politische Neuausrichtung nicht zum Nulltarif zu erhalten ist. Auslöser für die seit August 2014 geltende Neufassung des EEG waren 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 in seiner aktuellen Fassung vom August 2014 in § 1, Abs. 2 fest,²¹ dass der Bruttostromverbrauch

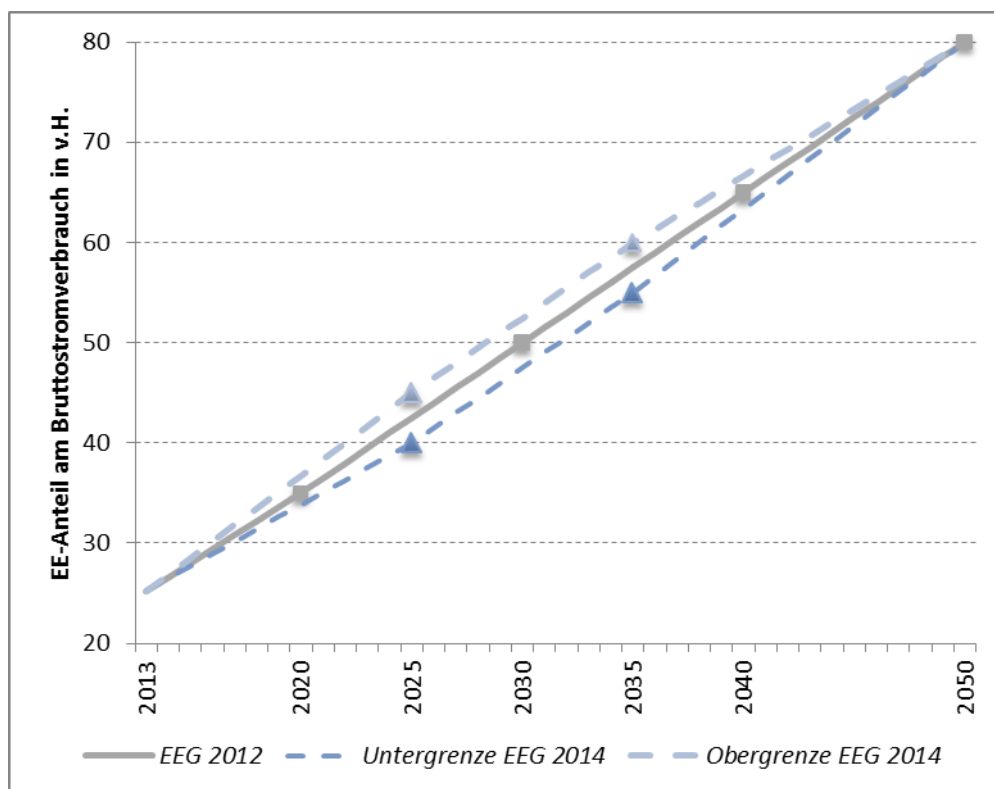
- ➔ bis zum Jahr 2025 zu 40 bis 45 v.H.
- ➔ und bis zum Jahr 2035 zu 55 bis 60 v.H.

durch EE befriedigt werden soll. Dabei soll der Ausbau bis zum unveränderten Finalziel von mindestens 80 v.H. 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 (vgl. Abb. 2).

²¹ Alle Angaben zu Paragraphen des EEG beziehen sich, sofern nicht anders kenntlich gemacht, auf die Fassung vom August 2014.

So sollte ursprünglich 2020 (bzw. 2030) ein Anteil von „mindestens“ 35 v.H. (bzw. 50 v.H.) und 2030 (bzw. 2040) eine Relation von „mindestens“ 50 v.H. (bzw. 65 v.H.) erreicht werden. Bei linearer Fortschreibung hätte die alte Regel für 2025 (bzw. 2035) einen Wert von „mindestens“ 42,5 v.H. (bzw. 57,5 v.H.) verlangt. Nun würde durch die Korridorkonstruktion zur Zielerreichung im Zweifelsfall auch schon ein Wert von 40 v.H. (bzw. 55 v.H.) 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.

Abb. 2: EE-Zielexpansionspfad: Altes und neues EEG



Quelle: EEG und eigene Berechnung.

Letztlich betonten auch schon der Koalitionsvertrag und das „Eckpunktepapier der Bundesregierung“ von 2014²² 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 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“²³ 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 Kernelemente der EEG-Reform von 2014 vereinbart worden:²⁴

- ➔ 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-

²² Vgl. CDU/CSU/SPD, Deutschland Zukunft gestalten: Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, 18. Legislaturperiode, Berlin 2013, S. 49 ff. und Bundesregierung, 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?sessionid=B8C14D909A33E3C71C19E8111E4E6446.s2t1>, zuletzt abgerufen 20.11.2104. .

²³ CDU/CSU/SPD, a.a.O., S. 50.

²⁴ Vgl. BMWi, EEG-Reform, Berlin 2014, <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Erneuerbare-Energien/ee-g-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, Energie-Agentur.NRW, Das neue EEG 2014 – Was ändert sich?, 2014, <http://www.energiedialog.nrw.de/das-neue-ee-g-2014-was-aendert-sich/>, zuletzt abgerufen 20.11.2014 und Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung, Jahresgutachten 2014/15: Mehr Vertrauen in Marktprozesse, S. 23 ff.

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 Degressionssatzes 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 v.H. auf nur noch 0,5 v.H. 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 Degres-

sionsfrequenzen nicht erhöht. Im Gegenteil, bei Strom aus Wasserkraft wurde ab 2016 sogar eine Reduktion des jährlichen Absenkungssatzes von 1 v.H. auf 0,5 v.H. 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.²⁵

Dabei wurde indirekt eine Mengensteuerung verabschiedet, indem die durch die Bundesnetzagentur zuweisbaren Anbindungskapazitäten bis Ende 2020 auf 6,5 GW limitiert wurden.²⁶

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 ge-

²⁵ Vgl. Offshore-Windenergie.net, EEG-Vergütung und Kapazitätszuweisung, <http://www.offshore-windenergie.net/politik/eeg-verguetung>, zuletzt abgerufen 20.11.2014.

²⁶ Faktisch hat die Bundesnetzagentur jedoch 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. Vgl. Offshore-Windenergie.net, a.a.O. und BMWi, Einigung von Bund und Ländern bei der EEG-Reform, a.a.O.

genüber dem ursprünglichen Gesetzesentwurf im Zuge des Kompromisses zwischen Bund und Ländern reduziert worden.²⁷

- ➔ 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 Regelleenergiemarkt für einen Ausgleich sorgen. Abgesehen von der Abwälzung dieses Prognoserisikos auf die EE-Betreiber bewirkt aber die sogenannte Marktpremie 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 Marktpremie zugrundezulegenden 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

²⁷ Vgl. BMWi, Einigung von Bund und Ländern bei der EEG-Reform, a.a.O.

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 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 akzeptierte 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 2014.²⁸

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

²⁸ Vgl. Spiegel Online, EU-Kommission schont Deutschlands Stromschlucken, <http://www.spiegel.de/wirtschaft/soziales/energie-eu-kommission-schont-stromintensive-industrie-a-1004907-druck.html>, zuletzt abgerufen 6.12.2014.

Behörde nur noch bis Ende 2016 akzeptiert. Bis dahin müsse die Bundesregierung eine beihilfekonforme Lösung finden,²⁹ was im Extremfall eine Gleichbehandlung durch ein Kippen des Bestandsschutzes bedeuten könnte.³⁰

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.³¹

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 (vgl. Kap. 2.2) 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 Mio. Tonnen Treibhausgase zusätzlich einzusparen.³² 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)*“³³

²⁹ Vgl. Handelsblatt, Brüsseler Spitzen, 25.6.2014.

³⁰ Vgl. zu der Einschätzung auch Schnier, M., Der EEG-Kompromiss, <http://www.ecotec.de/blog/posts/der-eeg-kompromiss/>, zuletzt abgerufen 29.12.2014.

³¹ Vgl. BMWi, Ein Strommarkt für die Energiewende – Diskussionspapier (Grünbuch), Berlin 104, S.37.

³² Vgl. Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland, 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.

³³ Vgl. Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland, Der Energiesparplan für alle, 3.12.2014, <http://www.bundesregierung.de/Content/DE/Artikel/2014/12/2014-12-03-aktionsprogramm-klimaschutz->

- ➔ 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 soll darüber hinaus „auch der stromerzeugende Sektor, also die Kraftwerke, [...] einen erheblichen Beitrag“³⁴ zum Erreichen der Einsparziele leisten. Dazu soll der Bundeswirtschaftsminister ein Konzept erarbeiten, 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 im Vorfeld der Kabinettsitzung zum Klimaschutzpaket ein Konzept entwickelt, wonach die Kraftwerksbetreiber bis 2020 zusätzlich mindestens 22 Mio. Tonnen an CO₂ einsparen sollen.³⁵ Das sind gemessen an der Belastung aus dem Jahr 2013 rund 7 v.H. und entspricht der Verschmutzung aus dem Betrieb von etwa fünf bis sechs größeren Steinkohlekraftwerken.³⁶ Zwar soll die Wahl der Anpassungsmaßnahmen den EVUs überlassen bleiben. Sollte das bislang noch recht vage Vorhaben auch gegen den Widerstand einzelner Bundesländer dennoch umgesetzt werden, dürfte der Vorstoß weniger auf die Gas- und Steinkohle- als auf die emissionsintensiven Braunkohlekraftwerke abstellen.

[2020.html](#), zuletzt abgerufen 6.12.2014. Kritiker monieren allerdings, dass die geplante Aufstockung des KfW-Programms um 200 Mio. EUR auf dann 2 Mrd. EUR/a, nach einer schriftlichen Antwort der Bundesregierung durch den Haushaltsansatz gar nicht gedeckt sei. Vgl. Handelsblatt, Grüne kritisieren das Klimapaket, 4.12.2014. Hinsichtlich der föderalen Lastenverteilung bei der steuerlichen Förderung in Höhe von 1 Mrd. EUR/a bis 2019 bedarf es zudem noch der – angesichts der maroden Haushaltssituation vieler Gebietskörperschaften bei gleichzeitig drohender Schuldenbremse – überaus schwierigen Abstimmung mit den Bundesländern, die bis spätestens Februar 2015 zustande gekommen sein soll.

³⁴ Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland, Kabinett beschließt Aktionsprogramm, a.a.O.

³⁵ Vgl. Handelsblatt, Erbitterter Kampf um die Kohle, 25.11.2014.

³⁶ Ein modernes Steinkohlekraftwerk mit einer Leistung von 800 MW, einem Wirkungsgrad von 45 v.H. 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 v.H. emittieren etwa 7,6 Mio. t CO₂/a. Bei modernen GuD-Kraftwerken mit einem Wirkungsgrad von 60 v.H., einer Leistung von 500 MW und 4.000 Volllaststunden beträgt der Wert 0,7 Mio. t CO₂/a.

2.2 Bestandsaufnahme zur Energiewende

Als quantifizierbare Oberziele hat die Bundesregierung den fest terminierten Ausstiegspfad aus der nuklearen Stromerzeugung und die Reduktion der Treibhausgasemissionen definiert. In Verbindung damit wurden im Energiekonzept 2010 weitere Unterziele zahlenmäßig festgelegt (vgl. Tab. 1).

Die quantitativen Vorgaben hat die Politik jedoch von Anfang an nur als Orientierungsrahmen abgesteckt. Das Erreichen der Unterziele ist einerseits kein Selbstzweck, sondern hat letztlich instrumentellen Charakter, um die Oberziele zu verwirklichen. Andererseits bedarf es angesichts der hohen Komplexität der Systemtransformation ausreichender Flexibilität. Insofern hat sich die Politik für einen Mittelweg entschieden, auf dem sie durch alle drei Jahre zu erstellende *Monitoringberichte* begleitet wird. Die quantitativen Vorgaben bewirken dabei zwar eine bessere Erfolgskontrolle als bei qualitativ festgelegten Zielen, aber zugleich lassen sich die Entscheidungsträger den Freiraum – dann allerdings unter erhöhtem Rechtfertigungszwang –, vom ursprünglich festgelegten Kurs in einem Trial-and-Error-Prozess auf neue Erkenntnisse oder veränderte Rahmenbedingungen zu reagieren und die Zielmarken anzupassen.

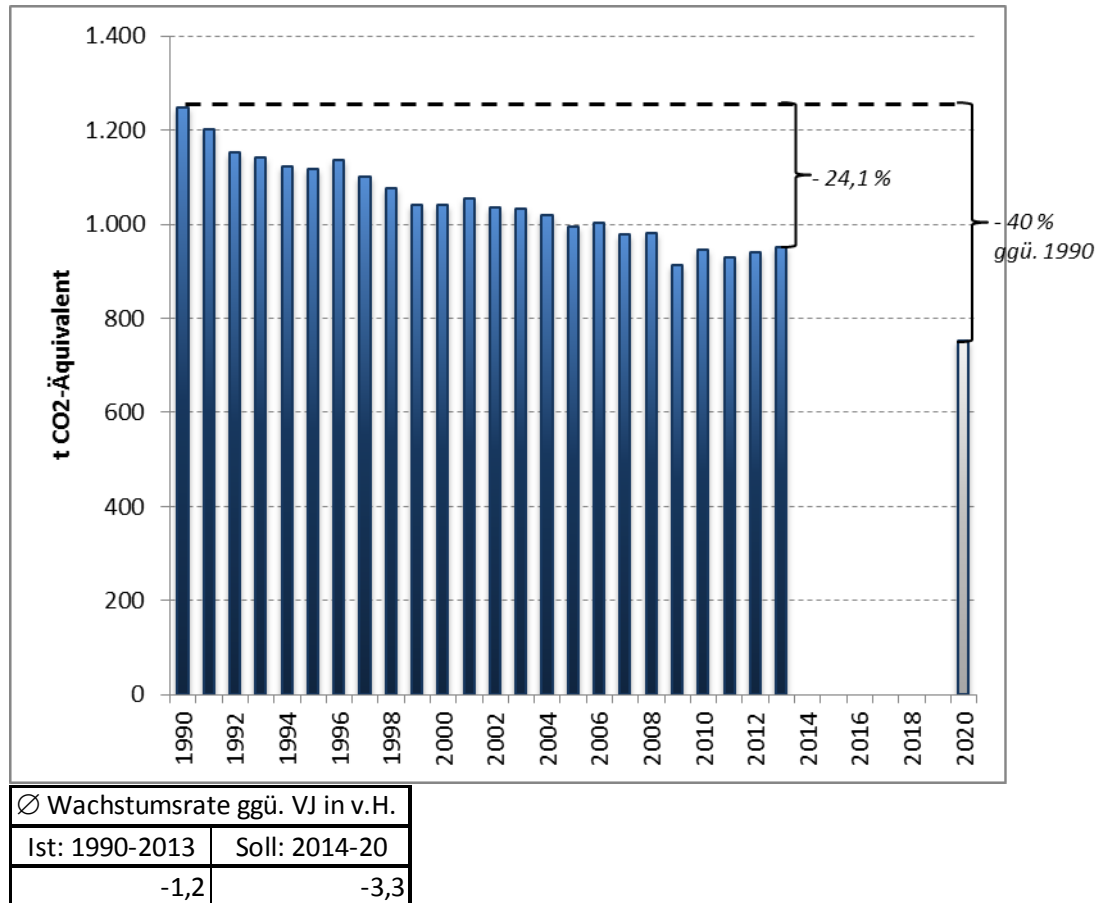
Hinsichtlich der Selbstverpflichtung zur *Treibhausgasreduktion* um 40 v.H. gegenüber 1990 konnte bis Ende 2013 eine Rückführung von gut 24 v.H. vermeldet werden (vgl. Abb. 3). Dabei ist ein Großteil des Erfolgs auf die Schließung ehemaliger und ohnehin wirtschaftlich nicht zu rettender maroder DDR-Betriebe und –Kraftwerke zurückzuführen, wodurch sich der in der Zielmarke zum Ausdruck kommende Ehrgeiz im internationalen Vergleich ein wenig relativiert. Die Abschaltung von acht AKWs hat in dem Zusammenhang bisher eher belastend gewirkt. Denn in dem Umfang, in dem die EE zuerst nicht in der Lage waren, die Erzeugungseinbußen aufzufangen, wurden verstärkt fossile Kraftwerke und darunter vorrangig auch noch Kohlekraftwerke eingesetzt, um die entstandene Lücke zu füllen. Primär dadurch dürfte der bis dahin rückläufige Beitrag der Energiewirtschaft zu den gesamtenergiebedingten CO₂-Emissionen wieder gestiegen sein.³⁷ Um das 40-Prozent-Ziel in 2020 zu erreichen, müsste sich die jährliche Reduktionsrate gegenüber dem Vorjahr in Höhe von bislang 1,2 v.H. ab 2014 fast verdreifachen.³⁸ Dies verdeutlicht den Verzug und den Handlungsbedarf, der letzt-

³⁷ Seit 2007 fiel der Anteil der Energiewirtschaft daran von 48,4 auf 45,0 v.H in 2010. In den beiden Folgejahren erfolgte hier ein Anstieg auf zunächst dann 46,4 v.H. in 2012. Differenzierte Daten für 2013 liegen derzeit nicht vor.

³⁸ Nach ersten Schätzungen gab es 2014 erstmals wieder einen Rückgang bei den CO₂-Emissionen um etwa 40 Mio. t. Ausschlaggebend sei – so das Bundesumweltministerium nicht nur das milde Wetter gewesen, sondern auch die weiter zunehmende EE-Stromeinspeisung. Vgl. BMU, Hendricks sieht Trendwende beim Klimaschutz,

lich auch im Auflegen des „Aktionsprogramms Klimaschutz 2020“ vom Dezember 2014 zum Ausdruck kommt (vgl. Kap. 2.1).

Abb. 3: Treibhausgasemissionen in Deutschland



2013: erste Schätzung; Gesamtwerte ohne Landnutzungsänderung u. Forstwirtschaft.

Quelle: BMWi, Zahlen und Fakten: Energiedaten vom 21.10.2014, Tab.10 und eigene Berechnung.

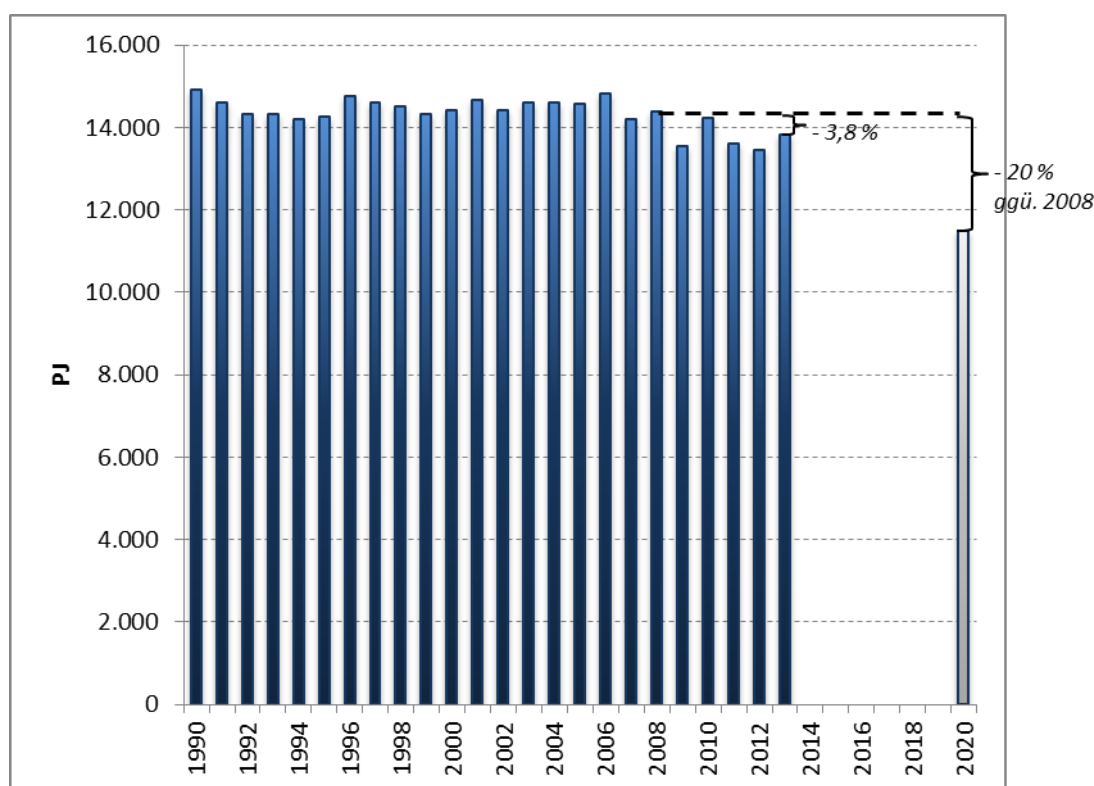
Beim Unterziel des Primärenergieverbrauchs sind die Erfolge gemessen an den politischen Vorgaben eher noch bescheidener (vgl. Abb. 4).³⁹ Mit hauptsächlich konjunkturell bedingten Schwankungen kann die Politik seit 2008 bis 2013 lediglich einen Rückgang von knapp 4 v.H. verbuchen, wobei auch hier zuletzt ein Anziehen des Verbrauchs zu verzeichnen war. Das Nahziel einer Rückführung um 20 v.H. bis 2020 erweist sich damit fast schon als utopisch. Dazu müsste die jährliche Reduktion im Verbrauch von 2014 bis 2020 schon von bisher 0,8 v.H. auf 2,6 v.H. im Vorjahresvergleich zulegen. Ursächlich für die trotz der hohen

29.12.2014, [http://www.bmub.bund.de/presse/pressemitteilungen/pm/artikel/hendricks-sieht-trendwende-beim-klimaschutz/?tx_ttnews\[backPid\]=113](http://www.bmub.bund.de/presse/pressemitteilungen/pm/artikel/hendricks-sieht-trendwende-beim-klimaschutz/?tx_ttnews[backPid]=113), zuletzt abgerufen 8.1.2015.

³⁹ Nicht kommentiert werden hier die Unterziele Wärmebedarf in Gebäuden (dazu liegen keine Angaben vor), Forcierung der Elektromobilität (in 2014 gab es erst knapp 24.000 Fahrzeuge), der Anteil der Stromerzeugung aus KWK (in 2010 lag sie bei 15,4 v.H.) und die Sanierungsrate von Gebäuden, die 2011 bei etwa 1 v.H. lag. Vgl. zu allen Angaben BMWi, Energie in Deutschland: Trend und Hintergründe der Energieversorgung, Berlin 2013, S.7.

Energiepreise zu beobachtende Abweichung vom Zielpfad könnte sein, dass die Politik sich hier wegen der angespannten Kassenlage vorrangig auf den individuellen Anreiz beim Energiesparen und ansonsten weder auf umfassende normative Vorgaben noch auf umfangreiche Fördermaßnahmen verlassen wollte. Das Handelsblatt kommentiert dazu auch: „Wenn man im Gebäudebereich und im Verkehrssektor nicht konsequent untätig geblieben wäre, würde es heute die Lücke bei der Zielerreichung nicht geben.“⁴⁰ Das im jüngsten Aktionsprogramm geschnürte Klimapaket für 2020 signalisiert immerhin, auch in dieser Hinsicht etwas ändern zu wollen.

Abb. 4: Primärenergieverbrauch in Deutschland



Ø Wachstumsrate ggü. VJ in v.H.	
Ist: 2008-13	Soll: 2014-20
-0,8	-2,6

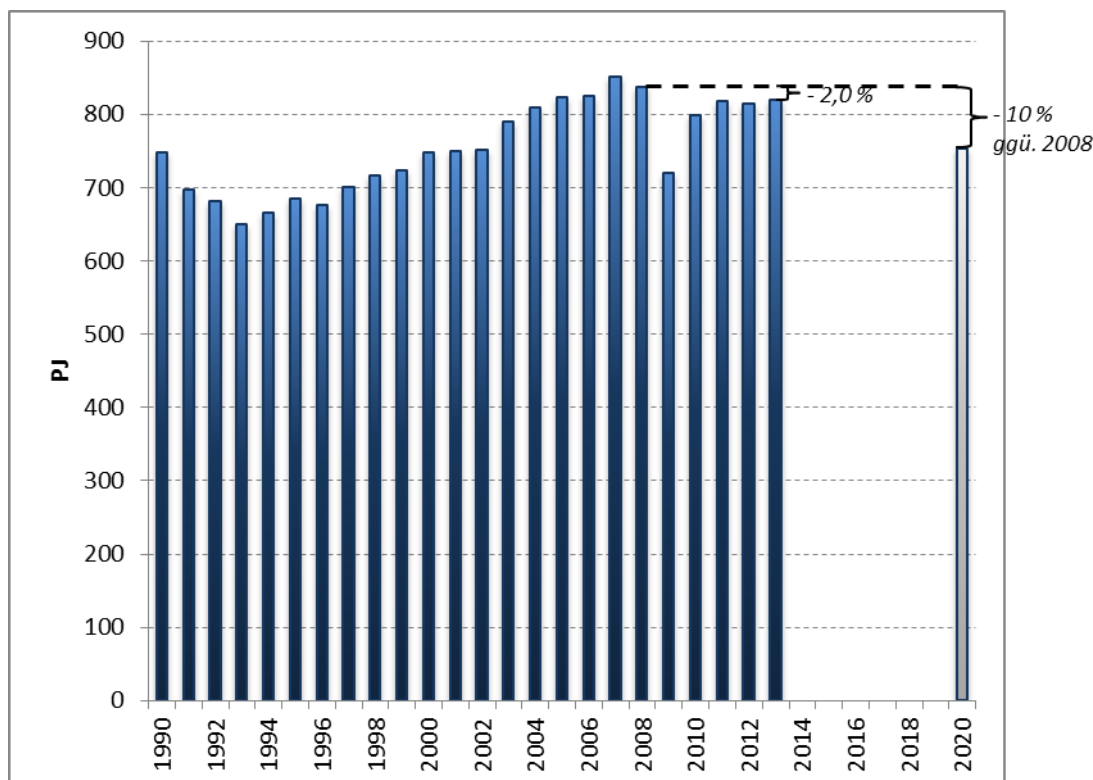
Quelle: BMWi, Zahlen und Fakten: Energiedaten vom 21.10.2014, Tab. 4 und eigene Berechnung.

Ähnlich fällt die Beurteilung mit Blick auf den *Stromverbrauch* aus. Von 2008 bis 2013 beliefen sich die Einsparungen auf nur 2 v.H., bei einem allerdings deutlich auf 10 v.H. reduzierten Zielwert für 2020 (vgl. Abb. 5). Auch hier wäre in etwa eine Verdreifachung der Abwärtsdynamik erforderlich, um das gesteckte Ziel noch zu erreichen. Bei diesem Unterziel

⁴⁰ Stratmann, K., Klimapolitik mit der Brechstange, in: Handelsblatt, 25.11.2014.

kommt mit Blick auf die Industrie als Hauptabnehmer von Strom hinzu, dass sich Verbesserungen der Energieeffizienz vorrangig auf Einsparungen bei den Brennstoffen konzentrieren (und sich positiv im Primärbrennstoffverbrauch niederschlagen). Die Fortschritte bei der *Stromeffizienz* bleiben dahinter zurück.⁴¹

Abb. 5: Stromverbrauch in Deutschland



Ø Wachstumsrate ggü. VJ in v.H.	
Ist: 2008-13	Soll: 2014-20
-0,4	-1,2

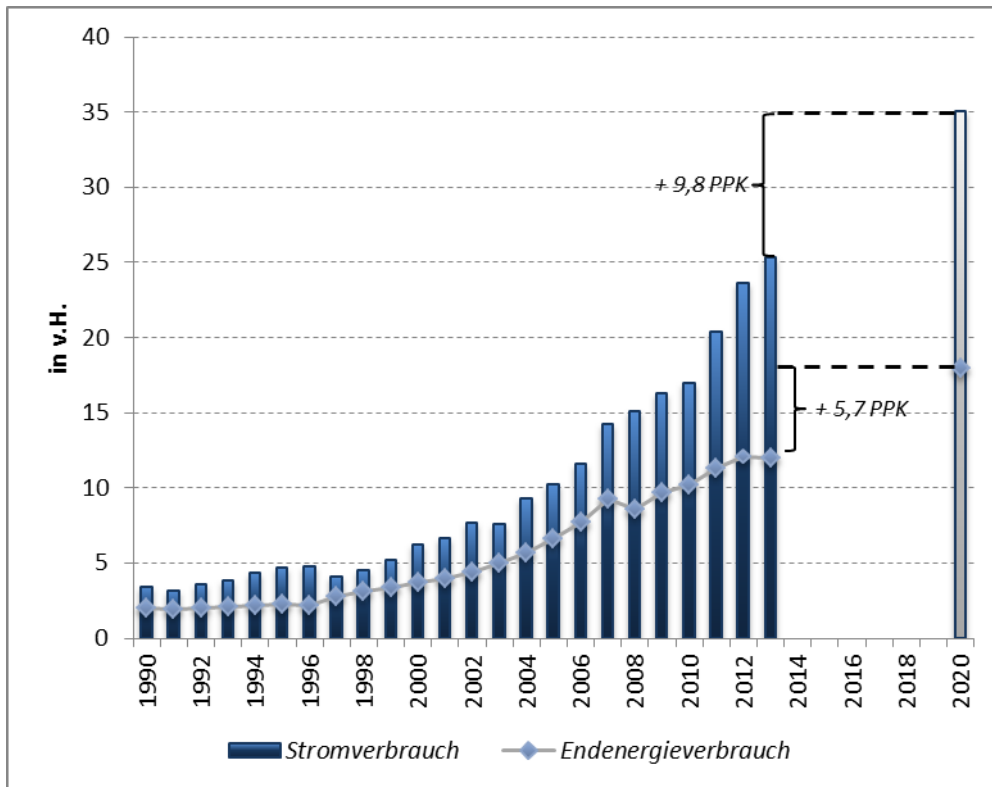
Quelle: BMWi, Zahlen und Fakten: Energiedaten vom 21.10.2014, Tab. 6a und eigene Berechnung.

Sehr zufriedenstellend gestaltet sich im Gegensatz zu den zuvor genannten Zielen der *Ausbau der EE* (vgl. Abb. 6). So hat sich der *Anteil der EE am Bruttoendenergieverbrauch* in Form von Strom, Wärme und Kraftstoffen seit 1990 mehr als versiebenfacht. Dabei hat das Tempo besonders in den letzten Jahren deutlich zugelegt. Ende 2013 lag der Anteil bereits bei rund 12 v.H., so dass das Erreichen des für 2020 postulierten Zielwertes von 18 v.H. durchaus realistisch erscheint, wenngleich es noch einer Belebung in der Dynamik im durchschnittlich

⁴¹ So ist die Brennstoffintensität von 1991 bis 2011 im industriellen Sektor jahresdurchschnittlich um fast 1,5 v.H., die Stromintensität hingegen nur um 0,4 v.H. gefallen. Ursächlich ist einerseits, dass Einsparungen von Brennstoffen häufig mit Änderungen in Produktionsverfahren einhergehen, die den Strombedarf erhöhen. Darüber hinaus führen die weitere Ausbreitung der Automatisierung und elektronische Fertigungssteuerung zu einer anhaltenden Steigerung der Stromintensität. Vgl. BMWi, Energie in Deutschland: Trend und Hintergründe der Energieversorgung, Berlin 2013, S.29.

0,3 PPK/a bedarf. In diesem Sinne folgern auch BMU/BMWi: „Unter Annahme einer weitgehend linearen Entwicklung der erneuerbaren Energien von 2010 bis 2020 liegt Deutschland damit auf Zielkurs [...]“.“⁴²

Abb. 6: EE-Anteil an Bruttostrom- und Bruttoendenergieverbrauch in Deutschland



Anteil Stromverbrauch	
Ø Zuwachs ggü. VJ in PPK	
Ist: 2002-2013	Soll: 2014-20
1,8	1,4

Anteil Endenergieverbrauch	
Ø Zuwachs ggü. VJ in PPK	
Ist: 2002-2013	Soll: 2014-20
0,6	0,9

Quelle: BMWi, Zahlen und Fakten: Energiedaten vom 21.10.2014, Tab. 8a und BMWi, Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland vom August 2014, Tab. 2 und eigene Berechnung.

Am beeindruckendsten präsentiert sich die Entwicklung des in der Öffentlichkeit viel beachteten *EE-Anteils am Bruttostromverbrauch* (vgl. Abb. 6). Seit 1990 hat sich diese Quote – je nach Quelle⁴³ – mehr als versechs- bzw. versiebenfacht. Seit 2004 erfolgt der Anstieg des Anteils sogar exponentiell, so dass angesichts des Wertes von 25,3 v.H. in 2013 die Erwartung gut begründet ist, den ursprünglichen (s.o.) Zielwert von 35 v.H. in 2020 erreichen zu können. Der jährliche Anstieg von 2002, dem Jahr des ganzjährigen Inkrafttretens des EEG,

⁴² BMU/BMWi, Erster Monitoringbericht „Energie der Zukunft“, Berlin 2012, S. 32.

⁴³ Die Daten des BMWi mit dem Titel „Zahlen und Fakten: Energiedaten“ weisen als EE-Anteil am Stromverbrauch für 1990 eine Quote von 4,0 v.H. aus. Die Daten des BMU bzw. BMWi mit dem Titel „Zeitreihen zur Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland“ beziffern den Anteil auf 3,4 v.H. Ab 1994 stimmen die Daten in beiden Quellen aber überein.

bis 2013 liegt mit 1,8 Prozentpunkten um 0,4 Prozentpunkte über der bis 2020 noch erforderlichen Dynamik. In ihrem Monitoringbericht geben sich BMU/BMWi diesbezüglich entsprechend optimistisch: „Mit diesem derzeit ersichtlichen Ausbautempo der erneuerbaren Energien im Jahr 2012 verstärkt sich der Trend, dass Deutschland im Strombereich über dem Mindestzielkurs liegt.“⁴⁴

Wenzel/Nitzsch 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.“⁴⁵

Mit Blick auf das zweite Oberziel, den *Atomausstieg*, befindet sich die Energiepolitik auf Kurs (vgl. auch Kap. 5.1.2.4 und Tab. 12, S. 136). Unmittelbar nach der Katastrophe von Fukushima wurden acht AKWs die Betriebsgenehmigung entzogen und den restlichen Kernkraftwerken eine Laufzeit bis maximal Ende 2022 zugestanden. Damit sind in 2011 AKW-Kapazitäten von knapp 9 GW mit einer Stromerzeugung von etwa 43 TWh aus dem Markt genommen worden. Dadurch und durch den Ausbauerfolg der EE hat sich der deutsche *Energiemix in der Stromerzeugung* erheblich geändert (vgl. Abb. 7).⁴⁶

Bei den Kapazitäten hat sich die installierte Leistung der AKWs von 2010 bis Ende 2013 um knapp 44 v.H. verringert.⁴⁷ Keine nennenswerten Veränderungen hat es in diesem Zeitraum bei den Kapazitäten von Steinkohle gegeben (- 3 v.H.). Die installierte Leistung von Gaskraftwerken ist um 12 v.H. und die Kapazitäten in der Braunkohleverstromung um etwa 2 v.H. gestiegen. Gerade im Jahr 2012 sind hier durch die Inbetriebnahme des *weltgrößten Braunkohlekraftwerks von RWE in Grevenbroich-Neurath* („BoA 2&3“) mit 2,2 GW und des

⁴⁴ BMU/BMWi, Erster Monitoringbericht „Energie der Zukunft“, Berlin 2012, S. 35.

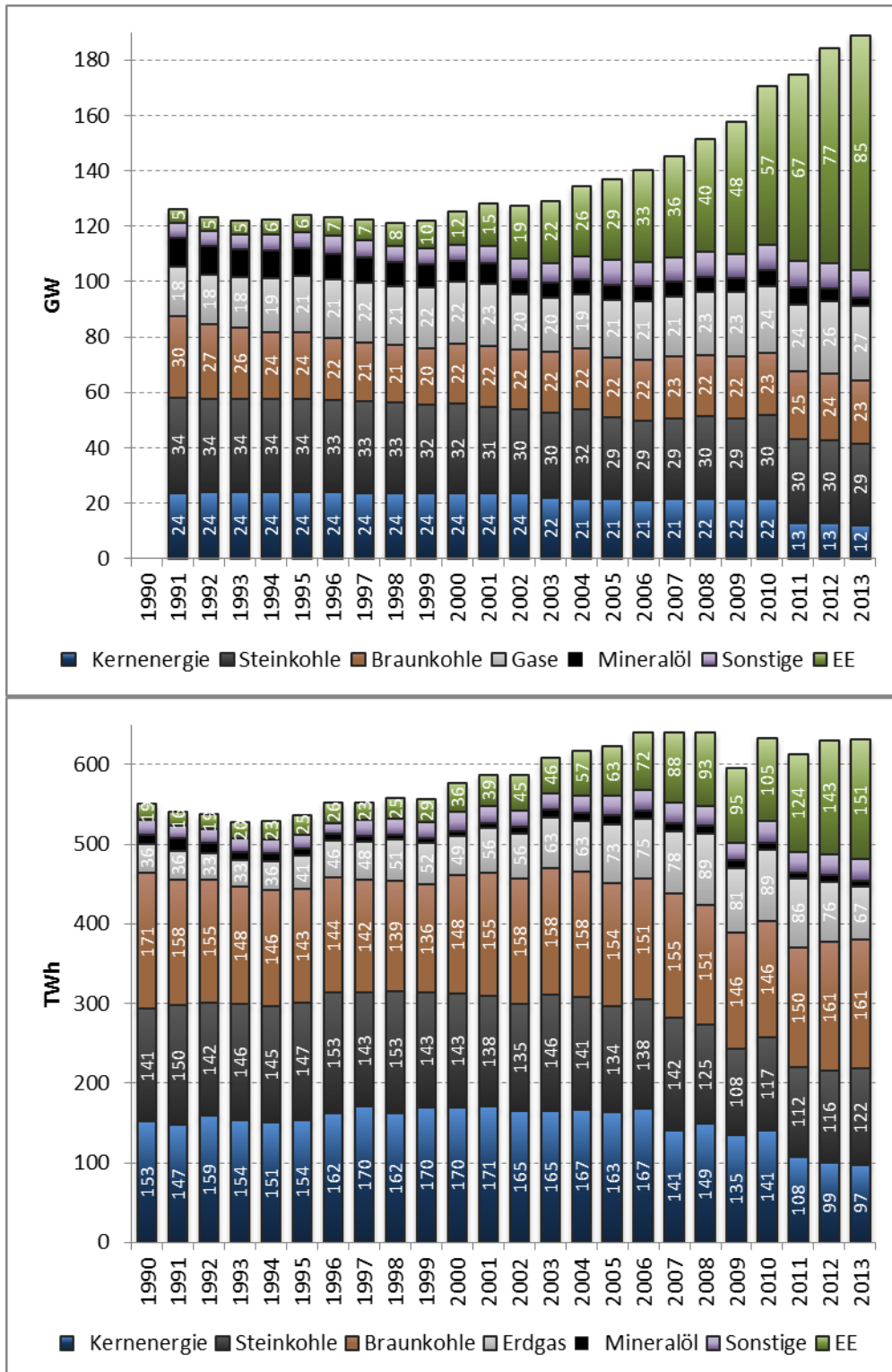
⁴⁵ Wenzel, B./Nitzsch, J., Entwicklung der EEG-Vergütungen, EEG-Differenzkosten und der EEG-Umlage bis zum Jahr 2030 auf Basis eines aktualisierten EEG-Ausbaupfades, Hg. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Institut für Technische Thermodynamik, Fraunhofer Institut für Windenergie- und Energiesystemtechnik und Ingenieurbüro für neue Energien, 2010, S. 13.

⁴⁶ Das BMWi stellt regelmäßig Daten zum gesamten deutschen *Strommix* zur Verfügung. Das BMU hingegen liefert regelmäßig differenzierte Daten der „Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien Statistik (AGEE-Stat)“ zu den EE. Die Angaben zu den EE stimmen dabei in beiden Quellen nicht immer exakt überein.

⁴⁷ Die vom BMWi zusammengestellten Daten sind mit Blick auf das Jahr 2013 diesbezüglich nicht ganz schlüssig. In der der Abb. 7 zugrunde liegenden Tabelle 22 wird die Bruttokapazität der AKWs zum Jahresultimo nur noch mit 12,1 GW angegeben, nachdem in den beiden Jahren zuvor noch 12,7 GW ausgewiesen wurden. Zwischenzeitlich sind jedoch keine AKW-Kapazitäten stillgelegt worden. In derselben Quelle wird in Tabelle 24 zudem als Bruttokapazität 12,7 GW und als Nettokapazität 12,1 GW angegeben. Das legt den Verdacht nahe, dass in Tab. 22 ein falscher Wert, nämlich der der Nettokapazität erfasst wurde. In diesem Fall haben sich die AKW-Kapazitäten um gut 40 v.H. verringert.

Blocks R im Vattenfall-Kraftwerk Boxberg mit 0,7 GW umfangreiche Kapazitäten zugebaut worden.

Abb. 7: Struktur der Stromanlagenkapazitäten und der Stromerzeugung in Deutschland

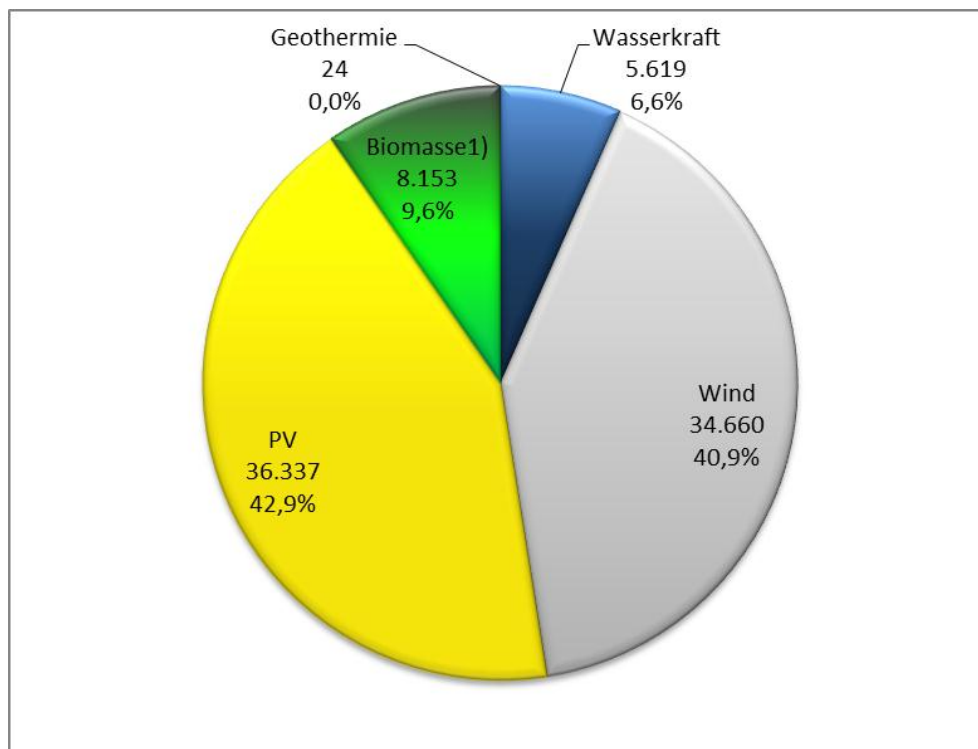


Quelle: Quelle: BMWi, Zahlen und Fakten: Energiedaten vom 21.10.2014, Tab. 22 und BMWi, Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland vom August 2014, Tab. 3 und 4; Bruttokapazitäten; „Sonstige“ berechnet als Restgröße.

Besonders dynamisch haben sich im gesamten Kraftwerkspark aber die EE entwickelt. 1991 trugen sie lediglich mit einer Leistung von 5 GW zur Stromerzeugung bei. Im Jahr des Inkrafttretens des EEG (2000) lag die Kapazität der Ökostromanlagen bereits bei 15 GW. Seitdem hat die maximal mobilisierbare Leistung bis 2013 auf 84 GW zugelegt. Anteilsmäßig ist die Bedeutung der EE bei den installierten Leistungen von etwa 4 v.H. in 1991 auf rund 45 v.H. in 2013 gestiegen.

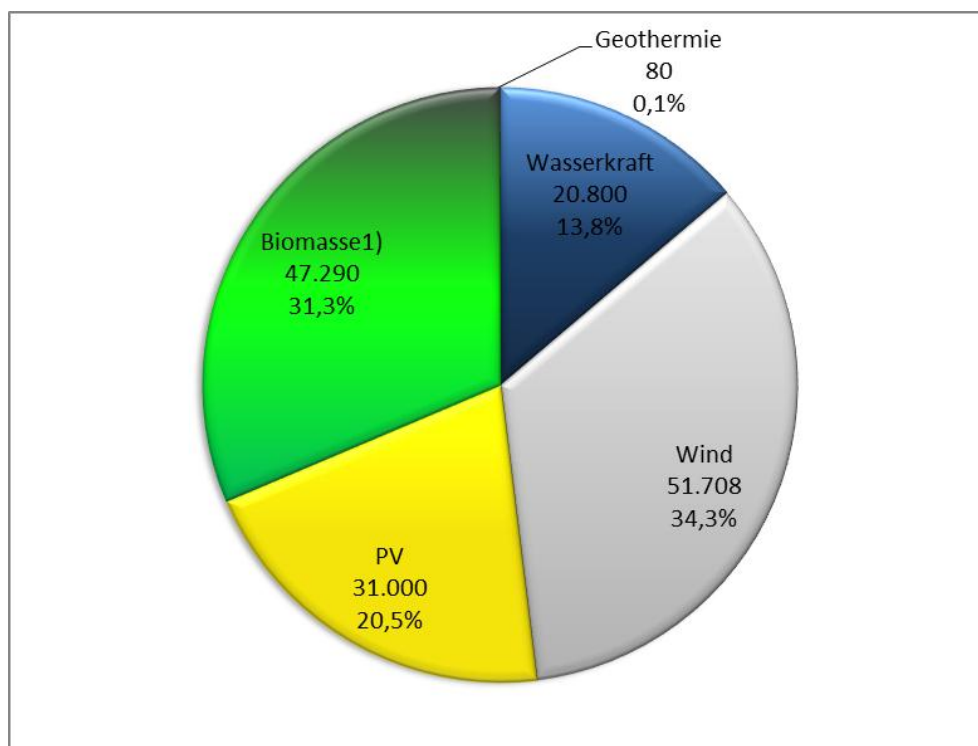
Hinsichtlich der *Stromerzeugung* relativiert sich der Bedeutungszuwachs der EE allerdings (vgl. Abb. 7). Zwar haben auch hier die EE einen deutlich ansteigenden Beitrag zur deutschen Stromerzeugung geleistet. Während sich aber beim Kapazitätsaufbau von 1991 bis 2013 ein Anstieg um fast das 18-fache einstellte, hat sich die Ökostromproduktion im selben Zeitraum „nur“ etwa ver-9-facht. In dieser Diskrepanz spiegelt sich die Tatsache wider, dass ein Großteil der zwischenzeitlich zugebauten Kapazitäten dem Ausbau der PV-Anlagen mit einer vergleichsweise *geringen Effizienz* zu verdanken ist (vgl. Abb. 8 und Abb. 9). Die EE-Erzeugungskapazitäten bestehen zu rund 43 v.H. aus PV-Anlagen und zu etwa 41 v.H. aus Windenergieanlagen. 84 v.H. der EE-Anlagen sind damit dargebotsabhängig, d.h. von den stark schwankenden Faktoren der Sonneneinstrahlung bzw. der Windverhältnisse abhängig. Während die Windenergie noch rund 34 v.H. zur Ökostromerzeugung beiträgt, beläuft sich der Beitrag der PV-Anlagen aber nur auf gut 20 v.H.

Abb. 8: Struktur der EE-Kapazitäten und EE-Erzeugung in Deutschland in 2013



Wertangaben in MW_{el.}; 1) Biomasse inklusive Biogas, Klärgas, Deponiegas, biogener Anteil des Abfalls.
 Quelle: BMWi, Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland vom August 2014, Tab. 4.

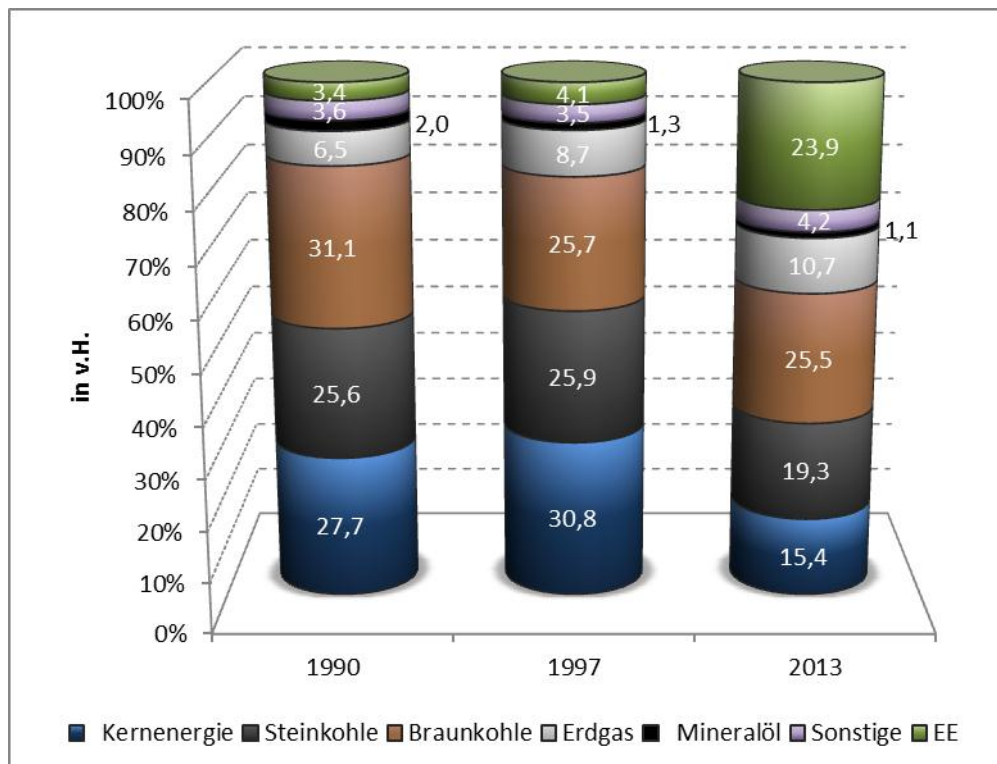
Abb. 9: Struktur der EE-Erzeugung in Deutschland in 2013



Angaben in GWh; 1) Biomasse inklusive Biogas, Klärgas, Deponiegas, biogener Anteil des Abfalls; Sonstige EE sind quantitativ bedeutungslos.
 Quelle: BMWi, Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland vom August 2014, Tab. 3.

Im langfristigen Vergleich der *relativen Erzeugungszusammensetzung* stechen die Fortschritte der beschleunigten Energiewende besonders hervor (vgl. Abb. 10). Während die Kernenergie 1990 noch 28 v.H. und im Jahr vor der Liberalisierung sogar fast 31 v.H. zur deutschen Stromerzeugung beisteuerte, lieferte sie 2013 nur noch gut 15 v.H. Auch die Stromproduktion aus Kohlekraftwerken hat sich seit 1990 um etwa 12 Prozentpunkte auf nur noch etwa 45 v.H. verringert. Im Gegenzug hat der Anteil der EE an der Stromerzeugung von etwa 3 v.H. auf fast 24 v.H.⁴⁸ zugelegt.⁴⁹ Zugleich hat sich der relative Beitrag der Gaskraftwerke – bei zuletzt allerdings stark rückläufiger Entwicklung – um etwa 4 Prozentpunkte erhöht. Die Dominanz von Atom- und Kohlestrom im Erzeugungsprozess mit über 84 v.H. im Jahr 1990 und über 82 v.H. im Vorjahr der Strommarkliberalisierung verzeichnet damit spürbare Einbußen auf einen Anteil von nunmehr noch 60 v.H.

Abb. 10: Strom-Erzeugungsmix in Deutschland: 1990, 1997 und 2013



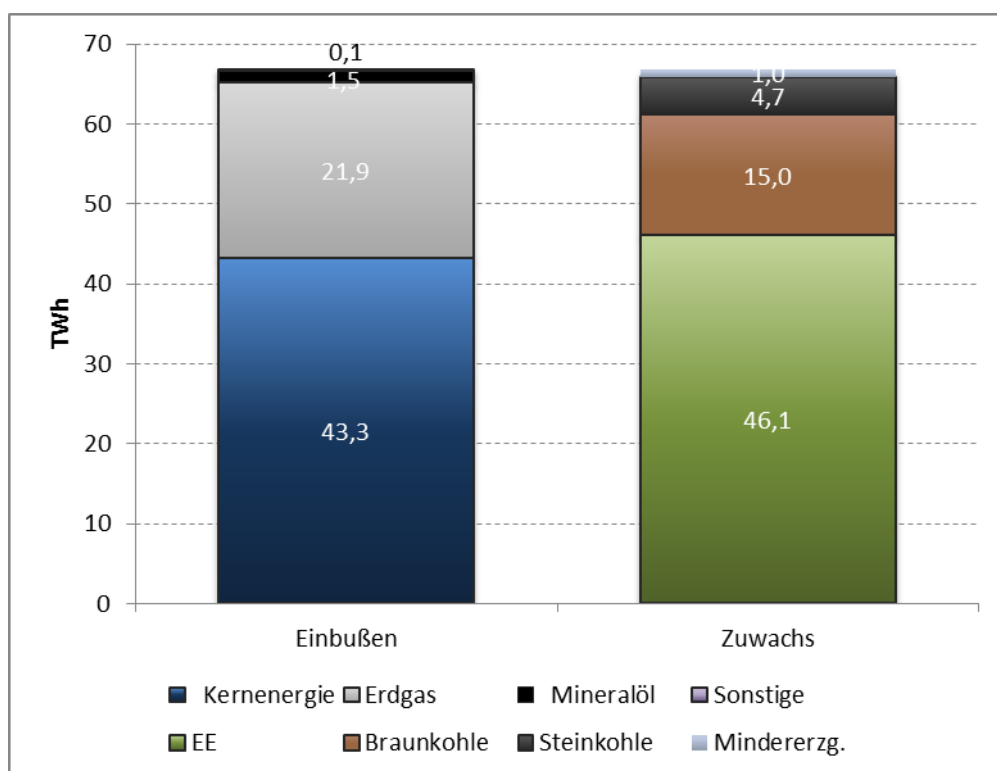
Quelle: Quelle: BMWi, Zahlen und Fakten: Energiedaten vom 21.10.2014, Tab. 22 und BMWi, Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland vom August 2014, Tab. 3; „Sonstige“ berechnet als Restgröße.

⁴⁸ Der hier ausgewiesene Wert für die EE in Höhe bezieht sich auf die Gesamtstromerzeugung und nicht auf den inländischen Bruttostromverbrauch. Daher gibt es hier eine leichte Abweichung zu dem zumeist kommentierten Wert in Abb. 6 in Höhe von über 25 v.H.

⁴⁹ Für 2014 wird ersten Prognosen zufolge ein Wert von 25,8 v.H. erwartet, so dass die EE erstmals einen höheren Beitrag zur Stromproduktion lieferten als die ansonsten dominierenden Braunkohlekraftwerke. Vgl. Platts, German renewables lead power mix for first time with 25,8 % share, <http://www.platts.com/latest-news/electric-power/london/german-renewables-lead-power-mix-for-first-time-21761667>, zuletzt abgerufen 2.1.2015.

Mit Blick auf den Stromerzeugungsbeitrag aller Anlagen konnten die verbliebenen AKWs nach dem Abschalten von acht Reaktoren im Zuge des Moratoriums von 2011 in 2013 noch knapp 97 TWh beisteuern. Seit 2010 ist die Atomstromerzeugung damit um gut 43 TWh gefallen (vgl. Abb. 11). Gleichwohl konnten die Einbußen aufgefangen werden, obwohl im gleichen Zeitraum auch die Stromerzeugung insbesondere aus Erdgas-, aber auch aus Mineralölkraftwerken sowie aus sonstigen Anlagen rückläufig war. Die Einbußen konnten letztlich vorrangig durch eine Mehreinspeisung der EE (46 TWh) wettgemacht werden. Sie allein hätte mehr als ausgereicht, um die Lücke aus dem Stilllegen der ersten Meiler aufzufangen. Die zusätzliche Stromerzeugung in Braunkohle- und Steinkohlekraftwerken kompensierte den Rest. Dabei kam es auch zu einem Rückgang der erforderlichen Gesamterzeugung von 1 TWh. Dieser Rückgang resultiert aus einer Verbrauchsminderung: Im betrachteten Zeitraum zogen zwar die deutschen Netto-Stromexporte um etwa 16 TWh (vgl. Abb. 16, S. 48) auf etwa 34 TWh an, gleichzeitig verringerte sich aber der Inlandsverbrauch um ca. 17 TWh.

Abb. 11: Erzeugungsstrukturverschiebung von 2010 bis 2013



Quelle: Quelle: BMWi, Zahlen und Fakten: Energiedaten vom 21.10.2014, Tab. 22 und BMWi, Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland vom August 2014, Tab. 3 und eigene Berechnungen; „Sonstige“ berechnet als Restgröße.

2.3 Herausforderungen für die Big-4 durch die Energiewende

Für das aktuelle und zukünftige *Geschäft sowie für die Strategie der Big-4* sind zusammenfassend insbesondere folgende Aspekte der „beschleunigten Energiewende“ von Relevanz (vgl. auch Kap. 5):

- Das sofortige Stilllegen von acht AKWs, die aufgrund ihres Alters oder von Störfällen als kritisch eingestuft wurden, hat ausschließlich die Big-4 als deren Eigentümer getroffen.
- Das Abschalten der restlichen neun Reaktoren, die – abgesehen von zwei Minderheitenbeteiligungen – ebenfalls im Besitz der Big-4 sind, wird weitere wirtschaftliche Belastungen verursachen. Da der Ausstieg aus der Kernenergie in der Öffentlichkeit und der Politik unverändert einen großen Rückhalt genießt, ist ein erneutes Aufweichen des Beschlusses von 2011 – selbst bei wechselnden Regierungskonstellationen – derzeit kaum vorstellbar. Insofern ist davon auszugehen, dass bis 2022 noch knapp 13 GW mit einer Jahreserzeugung von etwa 97 TWh vom Netz genommen werden.
- Der dynamische EE-Ausbau hat zu einem Anteil am Bruttostromverbrauch von über 25 v.H. in 2013 geführt und konnte den Erzeugungsrückgang aus dem Abschalten der AKWs mehr als ausgleichen. Die EEG-Reform von 2014 soll zwar den Wirtschaftlichkeitsaspekt der Energiewende wieder stärker in den Mittelpunkt stellen, reflektiert aber allenfalls einen graduelle, keineswegs jedoch einen grundlegenden Wechsel im Streben nach einer verstärkten regenerativen Stromproduktion.

Zugleich ist das EEG politisch ein Stück weit „abrutschfester“ geworden. Denn der allmählich aufkommenden, oftmals populistisch aufgeputschten Kritik an den steigenden Kosten der Energiewende wurde zumindest vorerst der „Wind aus den Segeln“ genommen. Durch die Notwendigkeit, im Vermittlungsausschuss von Bundestag und Bundesrat dabei Kompromisse schließen zu müssen, wurden überdies die Bundesländer zum Schulterschluss mit der Bundesregierung bewegt. Auch das Beihilfeverfahren der EU-Kommission wurde halbwegs schadlos überstanden. Zuletzt verspricht auch die Bündelung von Entscheidungskompetenzen in der Hand des Bundeswirtschaftsministers durch den neuen Ressortzuschnitt im Bundeskabinett nach der letzten Bundestagswahl mehr Effizienz in den Entscheidungsprozessen.

- ➔ Unter den EE dominieren die dargebotsabhängigen Wind- und PV-Anlagen mit einem Ökostrom-Erzeugungsanteil von fast 55 v.H. und einem Kapazitätsanteil am grünen Strom von über 80 v.H. Daraus resultieren zunehmende und starke Schwankungen in der vorrangig durch konventionelle Kraftwerke zu bedienenden Residuallast.
- ➔ Durch die EEG-Reform 2014 haben sich die Förderstrukturen von Anlagentypen verschoben. Stark ausgebremst wurde die zukünftige Expansion von Biomasseanlagen. Stattdessen soll der weitere EE-Ausbau vorrangig über zusätzliche dezentrale PV- und Windkraft-Anlagen zustande kommen. Die zentralisierten Offshore-Windparks profitieren zwar weiterhin von überaus günstigen Fördermöglichkeiten. Die Verlängerung des Stauchungsmodells stellt dabei einen zusätzlichen Anreiz dar, möglichst bald derartige Anlagen zu installieren. Bis 2020 wurde der Ausbau nun aber auf ein Limit von 6,5 GW, unter Berücksichtigung der Vorziehmöglichkeiten der Bundesnetzagentur auf maximal 7,7 GW begrenzt.
- ➔ Rechtlich in der Schwebe befindet sich das *Eigenstromprivileg für Altanlagen*. Es wurde mit der EEG-Reform nicht angetastet. Aber die EU-Kommission hatte damals bereits Bedenken angemeldet, wobei abzuwarten bleibt, ob auch nach der personellen Neubesetzung in der Brüsseler Behörde der Druck aufrechterhalten wird. In diesem Fall müssten insbesondere Vattenfall, sofern hier der beabsichtigte Verkauf der Sparte nicht erfolgt, und RWE befürchten, in der Eigenstromversorgung für den Braunkohle-tagebau verstärkt zur Kasse gebeten zu werden.
- ➔ Die unbefriedigende Entwicklung bei den Klimazielen dürfte den umweltpolitischen Handlungszwang zukünftig eher noch verstärken. Gleich von drei Seiten wird dann die wirtschaftliche Situation der Big-4 tangiert. Erstens beeinträchtigen erfolgreiche Bemühungen um einen verminderten Energieverbrauch die Absatzmöglichkeiten im Strom- und Gasgeschäft. Zweitens drohen durch den Vorstoß des Bundeswirtschaftsministeriums, wonach die Kraftwerksbetreiber bis 2020 zusätzlich mindestens 22 Mio. Tonnen an CO₂ einsparen sollen, weitere, über bereits beabsichtigte Schließungen hinausgehende Stilllegungen im fossilen Kraftwerksbetrieb, wobei insbesondere der Weiterbetrieb von veralteten Braunkohlekraftwerken zur Disposition stehen könnte. Drittens bieten sich aber auch stärker expandierende Geschäftsfelder im Bereich der Energiedienstleistungen als Chance an.

Allerdings verbleibt bei diesem Aspekt eine Unsicherheitskomponente. Zwar werden die ehrgeizigen deutschen Bemühungen gegenwärtig von der Politik nicht in Frage gestellt. Die Vorgaben haben aber letztlich nur einen selbstverpflichtenden Charakter und sie wurden ursprünglich unter dem Vorbehalt gemacht, dass andere Staaten bei der ambitionierten Zielsetzung mitmachen. Wirklich rechtsverbindlich sind bisher nur die Vereinbarungen mit der EU, die im Rahmen der „20/20/20-Zielsetzung“ bis 2020 national heruntergebrochen wurden.⁵⁰

Rechtlich am schwächsten verankert ist dabei im Sinne eines möglichst anzustrebenden Richtwertes das Effizienzziel. Rechtlich verbindlich hingegen ist das EE-Ausbauziel auf 20 v.H. des Energieverbrauchs in den Bereichen Stromerzeugung, Wärme-/Kälteversorgung und Verkehr. Bezogen auf Deutschland liegt die Norm bei der oben bereits erwähnten, nationalen Marke von 18 v.H. des Energieverbrauchs.

Im Mittelpunkt der Verpflichtungen gegenüber der EU stehen die ebenfalls rechtsverbindlichen EU-Vorgaben zur Treibhausgasemission. In der Ziel-Ableitung auf Deutschland gilt jedoch: „Das deutsche Klimaziel von 40 Prozent bis 2020 ist vor dem Hintergrund des existierenden europäischen Rechtsrahmens primär als ein deklaratorisches zu verstehen. Die rechtsverbindlichen Reduktionsverpflichtungen Deutschlands belaufen sich lediglich auf etwa 33 Prozent.“⁵¹

Vor diesem Hintergrund besteht mit Blick auf die Treibhausgasemissionen und die Energieeffizienz formal eine Rückfalloption für die deutsche Umweltpolitik in seichtere Gefilde. Eine derartige Aufweichung könnte umso opportuner werden, je mehr die Kostenfrage in die öffentliche Diskussion gerückt wird und je weniger andere Länder in ihren Bemühungen um ein wirksames Kyoto-Folgeabkommen mitziehen. Die mageren Ergebnisse der jüngsten Weltklimakonferenz von Lima, die eigentlich dieses Abkommen zur Unterzeichnung in 2015 vorbereiten sollte, sind dabei überaus ernüchternd.

- ➔ Als wichtiges europäisches Instrument zum Klimaschutz soll der Emissionshandel dienen. Mit dem Beginn der dritten Handelsrunde des Emissionshandelssystems (ETS) von 2013 bis 2020 wurden hier substanzielle Reformen vorgenommen. So soll das

⁵⁰ Vgl. Fischer, S./Geden, O., Strategiediskussion in der EU-Energie- und Klimapolitik: Neue Ziele für die Zeit nach 2020, Hrsg. Friedrich-Ebert-Stiftung, Berlin 2013.

⁵¹ Fischer, S./Geden, O., Strategiediskussion ... , a.a.O., S. 4.

Auktionsverfahren zum dominierenden Verteilungsmechanismus werden. Spätestens ab 2027 sollen kostenlose Zuteilungen komplett ausgelaufen sein. Kraftwerksbetreiber müssen seit 2013 bereits zu 100 % ihre Zertifikate erwerben, da sich in der Vergangenheit gezeigt hat, „that they have been able to pass on the notional cost of allowances to customers even when they received them for free“⁵².

Diese Veränderungen vollziehen sich zudem in einem geänderten wettbewerblichen Regulierungsrahmen für das Stromgeschäft, der nachfolgend beschrieben wird. Dabei greifen die Wirkungen des modifizierten Regulierungs- und des neuen umweltpolitischen Rahmens auf die Branche letztlich ineinander.

⁵² European Commission, The EU Emission Trading System (ETS), 2013, S. 3, http://ec.europa.eu/clima/publications/docs/factsheet_ets_en.pdf, zuletzt abgerufen 17.11.2013.

3 Veränderter Wettbewerbsrahmen

Die Erwartungshaltung hinsichtlich der Strommarkt-Liberalisierung war damals bei den Befürwortern offener und möglichst auch noch deregulierter Märkte hoch. Der bei der Liberalisierung federführenden Ex-Bundeswirtschaftsministers, Günter Rexrodt, war überzeugt, das neue Strommarktregime wird „zu wettbewerbsfähigen Strom- und Gaspreisen beitragen, von denen alle Verbraucher profitieren werden.“⁵³ Beziffern wollte er die „erreichbaren Preissenkungen nicht; Schätzungen [...] aus der Wirtschaft zwischen 20 und 30 %“ erschienen ihm jedoch als „realistisch.“⁵⁴ Rückblickend wurde er in seinem Optimismus widerlegt. Die Marktöffnung erzeugte zwar unter den EVUs beachtliche *Anpassungszwänge* (vgl. Kap. 4), aber die erhoffte finale Wirkung für die Verbraucher blieb lange Zeit aus.

3.1 Strompreisentwicklung in Deutschland

Für die privaten Haushalte in Deutschland ist es von 1998 bis 2014 zu keiner Strompreissenkungen gekommen (vgl. Abb. 12). Im Gegenteil: Die Endkundenpreise sind in Deutschland für einen Drei-Personenhaushalt mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh sogar um 70,2 v.H. oder um 12 Ct/kWh gestiegen. Der allgemeine *Verbraucherpreisanstieg* belief sich dagegen im gleichen Zeitraum auf nur 27,0 v.H. Auch im EU-weiten Querschnittsvergleich zahlen die deutschen Verbraucher – nach den Dänen – immer noch die höchsten Endpreise für Elektrizität.⁵⁵

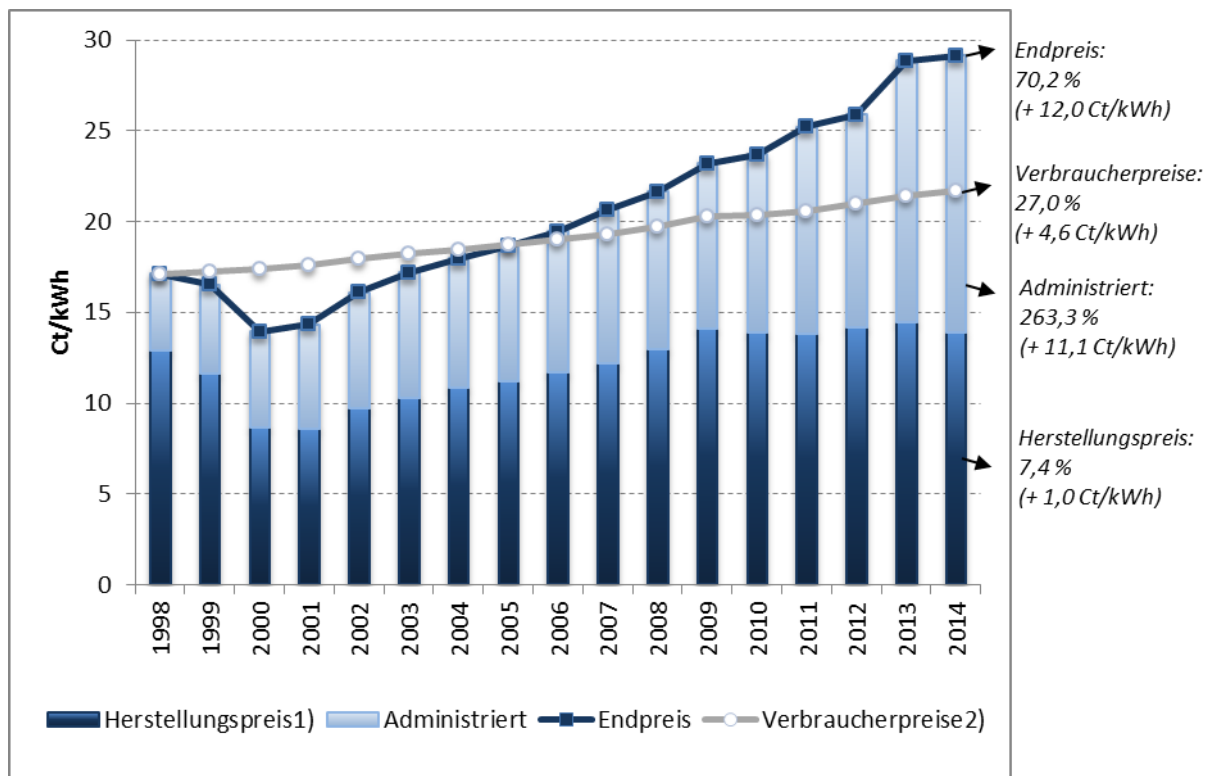
Mit Blick auf solche *Unternehmen*, die *keine Sonderregeln bei den Steuern und Abgaben* in Anspruch nehmen können und einen jährlichen Stromverbrauch von bis zu 20 GWh aufweisen, ergibt sich im *internationalen Preisvergleich* für das erste Halbjahr 2014 ein ähnliches, wenngleich weniger dramatisches Bild. Bei den Endpreisen für Strom rangiert Deutschland unter Herausrechnen erstattungsfähiger Steuern und Abgaben innerhalb der EU auf Platz vier (vgl. Abb. 13). Im Quervergleich liegen hierzulande die Strompreise der Industrie um fast 27 v.H. über dem Durchschnitt der EU-28 bzw. um knapp 19 v.H. über dem Mittelwert in der Eurozone.

⁵³ Handelsblatt, Strom- und Gaskunden im Wettbewerb umworben, 28.4.1998, S. 5

⁵⁴ Handelsblatt, Rexrodt: Keine Schutzzäune für Kommunen, 4.2.1998, S. 12.

⁵⁵ Vgl. Bontrup, H.-J./Marquardt, R.-M., Verteilungskonflikte infolge der Energiewende: Elektrizitätsarmut, 2014, <http://www.i-r.de/downloads/region/Gutachten%20zur%20Elektrizit%C3%A4tsarmut.pdf>, zuletzt abgerufen 25.4.2014.

Abb. 12: Strompreisentwicklung für private Haushalte



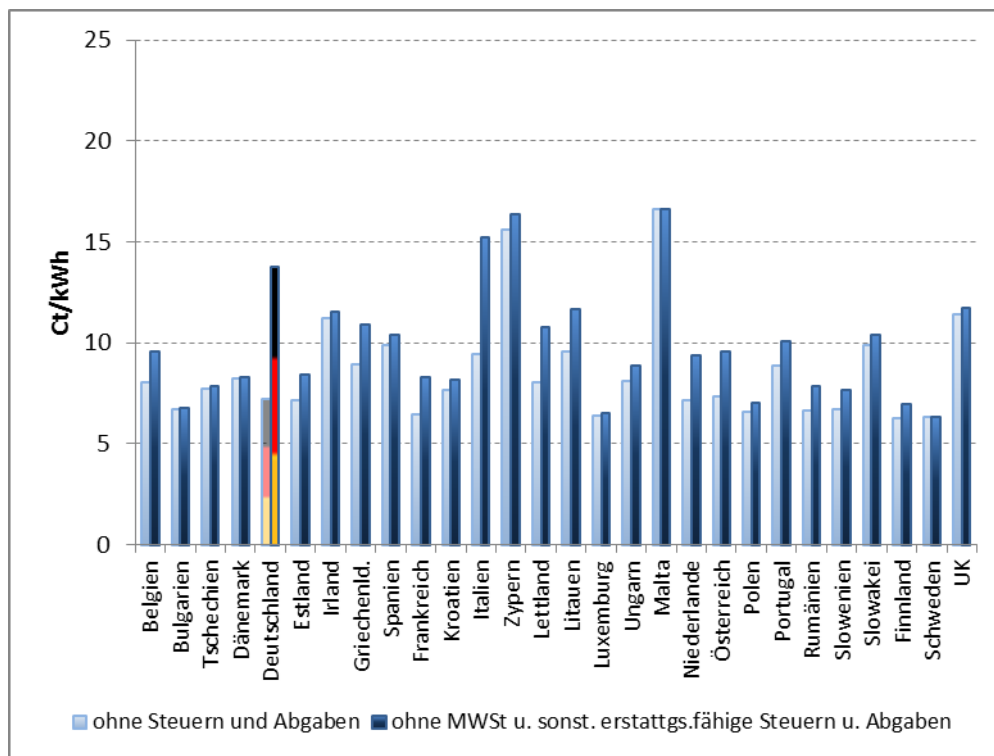
Durchschnittlicher Strompreis eines 3-Personen-Haushalts mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh. Für 2014 Wert zum Juni 2014. 1) Erzeugung, Transport und Vertrieb; 2) Strompreis von 1998 eskaliert mit dem Anstieg der Lebenshaltungskosten.

Quellen: BDEW (2014), Deutsche Bundesbank und eigene Berechnungen.

In der *Entwicklung* der Endpreise beläuft sich seit der Liberalisierung im Jahr 1998 bis 2014 der Anstieg für die Industrieunternehmen auf 64,5 v.H. (vgl. Abb. 14).⁵⁶ Er fällt damit weit stärker aus als der Anstieg der von den Unternehmen im hiesigen Absatz zu erzielenden Erzeugerpreise, die im gleichen Zeitraum einen Zuwachs von rund 18,5 v.H. verbuchten.

⁵⁶ Zur besseren Vergleichbarkeit der für private Haushalte, Unternehmen mit mittlerer Stromintensität und energieintensive Unternehmen wirksamen Strompreisdynamik wurden Abb. 4 und Abb. 6 einheitlich auf ein Ordinalenlimit von 30 Ct/kWh skaliert.

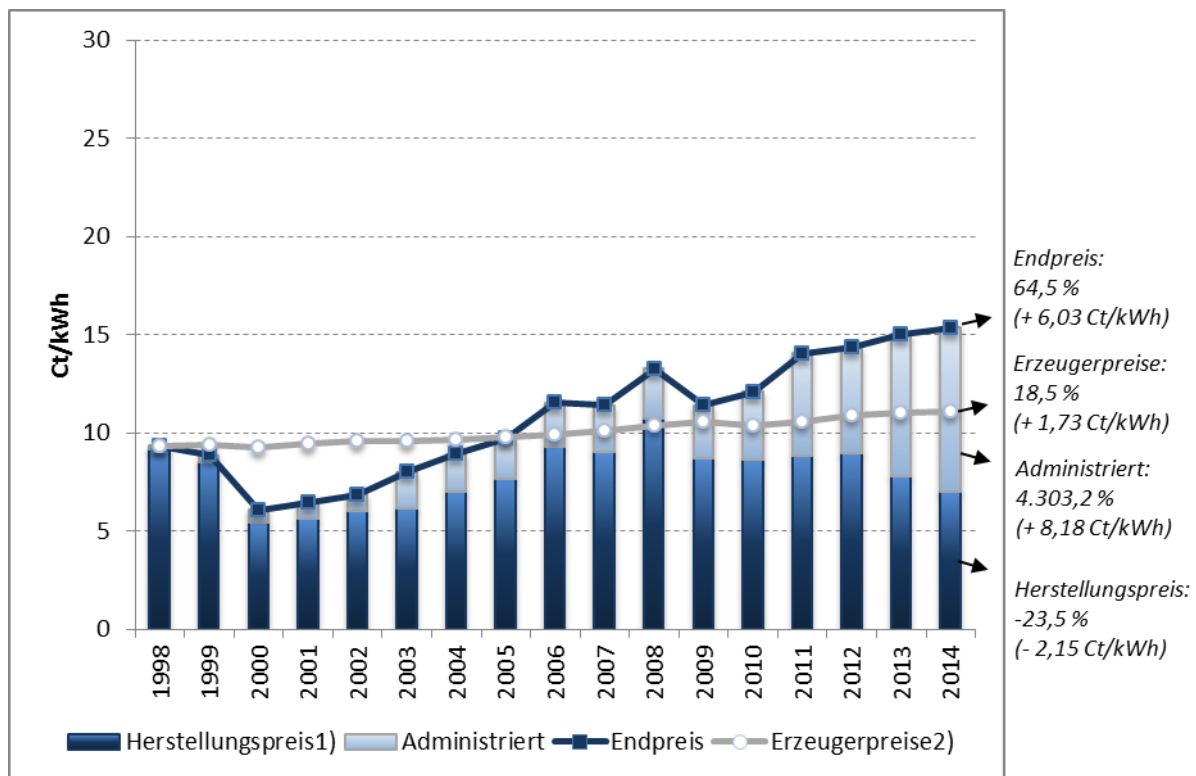
Abb. 13: EU-Strompreisvergleich für Unternehmen mit mittlerer Stromintensität



1. Halbjahr 2014; Verbrauchsgruppe ID zwischen 2 GWh/a und 20 GWh/a.
Quelle: Eurostat.

Die skizzierte 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 (wie u.a. Netzanreizregulierung, EEG) 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. 14: Strompreisentwicklung für Unternehmen mit mittlerer Stromintensität



Mittelspannungsseitige Versorgung; Abnahme von 100 kW/1.600 h bis 4.000 kW/5.000 h (also bis zu 20 GWh/a) ohne Entlastungsregelungen. Für 2014 Wert zum Juni 2014; 1) Erzeugung, Transport und Vertrieb; 2) Strompreis von 1998 eskaliert mit dem Anstieg der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte im Inlandsabsatz ohne MwSt und ohne Energie.

Quellen: BDEW (2014), Deutsche Bundesbank und eigene Berechnungen.

Der Endpreis für Strom setzt sich aus dem *Stromherstellungspreis*, den die EVUs zu verantworten haben, und den *staatlich administrierten Komponenten* mit und ohne Energiewende-Hintergrund zusammen.⁵⁷

- *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

⁵⁷ Vgl. DIHK, Faktenpapier Strompreise in Deutschland: Bestandteile, Entwicklungen und Strategien, Berlin 2012.

- ▶ 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 EVU 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.⁵⁸ 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.

Bezogen auf die *Einnahmensituation der EVUs* sind letztlich aber die Herstellungspreise entscheidend. Darin manifestiert sich, welches Entgelt sie im mehrstufigen Wertschöpfungsprozess für die Stromerzeugung, die Netzdienstleistungen, den Handel und den Vertrieb erwirtschaften. Mit Blick darauf zeigt sich für beide betrachteten Kundengruppen im Längsschnitt ein ähnliches Verlaufsmuster. Nach der Liberalisierung standen die Herstellungspreise kurzfristig bis etwa zum Jahr 2001 unter beachtlichem Druck. Ab 2002 bis 2008/2009 legten sie kontinuierlich zu. Erst danach zeichnet sich wieder eine Entspannung ab. Bei den privaten Haushalten sind dabei die *Herstellungspreise des Stroms* von etwa 8,6 Ct/kWh im Jahr

⁵⁸ Vgl. Bontrup, H.-J./Marquardt, R.-M., Die Energiewende: Verteilungskonflikte, Kosten und Folgen, Köln 2015.

2000/01 auf 14,2 Ct/kWh bis zum Jahr 2009 gestiegen. Nach der folgenden Stagnation lagen sie in 2014 um noch gut 7 v.H. über den Preisen, die zu Beginn der Liberalisierung galten (vgl. Abb. 12). Bei den von den industriellen und gewerblichen Unternehmen erzielten Herstellungspreisen müssen die EVUs mittlerweile sogar einen deutlichen und seit 2012 stark beschleunigter *Rückgang* um über 23 v.H. im Vergleich zu 1998 hinnehmen (vgl. Abb. 14).

3.2 Nachregulierung

Bis etwa 2008/2009 verlief selbst die um administrative Komponenten bereinigte Strompreisentwicklung alles andere, als von den Protagonisten freier Märkte erhofft. Die bis dahin zu beobachtende Dynamik in den Herstellerpreisen ist umso enttäuschender, als sich der Aufwärtstrend vor dem Hintergrund massiver Produktivitätssteigerungen in den Unternehmen vollzog (vgl. Kap. 4).

Ausschlaggebend waren einerseits anziehende Brennstoffkosten (vgl. Abb. 28, S. 182). Andererseits führten aber eben auch die unzureichenden Marktstrukturen mit einer Dominanz der Big-4 und einer Unterregulierung zu dem Preisauftrieb, der nicht von ungefähr ab etwa 2002, also der Phase der großen Fusionen in der Branche, einsetzte. Nachdem zuerst das Wettbewerbsrecht sich als viel zu zahm erwies, um die Machtkonzentration in der Hand der vier Großkonzerne im Vorhinein zu unterbinden, behinderte nach den Unternehmenszusammenschlüssen vor allem die vertikale Integration aller Wertschöpfungsstufen bei den EVUs den Wettbewerb.

Insbesondere ermöglichte eine untaugliche Verbändevereinbarung für die Netzregulierung bei einer zudem anfangs noch sehr zaghaften Wechselbereitschaft der Endkunden die Instrumentalisierung des Stromnetzes zur weitgehenden Ausschaltung des Wettbewerbs unter den Big-4. So machte beispielsweise die EnBW-Führung immer wieder Durchleitungshindernisse und zu hohe Durchleitungsentgelte anderer Netzbetreiber verantwortlich für hinter den eigenen Erwartungen zurückbleibende Geschäftserfolge seines Billigstromanbieters „Yello Strom“. Im Geschäftsbericht 2003 wird beispielsweise herausgestellt: „Allerdings wurde das wirtschaftliche Ergebnis der Yello Strom GmbH auch 2003 – wie in den Jahren zuvor – durch die aus unserer Sicht nach wie vor unzureichende Regulierung des Netzzugangs im deutschen Strommarkt belastet.“⁵⁹

⁵⁹ EnBW, Geschäftsbericht 2003: Mit Energie in die Zukunft, Karlsruhe 2004.

Ausschlaggebend für die Unterregulierung war das bewusste Offenlassen des Regulierungsverfahrens von Seiten der EU-Kommission zu Beginn des Liberalisierungsprozesses. In einem Trial-and-Error-Verfahren sollten die EU-Länder Erfahrungen mit unterschiedlichen Regulierungsregimen sammeln können. Deutschland entschied sich dabei für einen Sonderweg: Als eines der ersten EU-Länder hatte die Bundesrepublik zwar den Strommarkt liberalisiert, dabei aber im Zuge einer übertriebenen Marktgläubigkeit auf eine Regulierungsbehörde verzichtet. Stattdessen sollten die Marktakteure in Verhandlungen sich selbst steuern. Von Hirschhausen bewertet diesen spezifisch deutschen Weg über Verbändevereinbarungen vernichtend: „Dass sich die Monopolisten und Verbände ihre eigenen Spielregeln schreiben konnten, bedeutet im Rückblick mindestens fünf verlorene Jahre für den Wettbewerb.“⁶⁰ Dem Urteil schloss sich in ihrem 17. Hauptgutachten die Monopolkommission an.⁶¹

Die überaus unbefriedigende Umsetzung der Liberalisierung in einigen Ländern – insbesondere auch in Deutschland – veranlasste dann die EU-Kommission bereits im Jahr 2003 zur Nachregulierung über die so genannte „*Beschleunigungsrichtlinie*“.

Mit Blick auf die *vertikale Integration* von Wertschöpfungsprozessen in den EVUs wurde seitdem eine schärfere Trennung verlangt und nur noch ein gesellschafts- oder eigentumsrechtliches *Unbundling* zugelassen. Ferner wurde die Schaffung einer *Regulierungsbehörde* ebenso verbindlich vorgeschrieben wie ein regulierter statt eines verhandelten Netzzugangs. Der *deutsche Sonderweg* wurde so als untauglich „*abgewatscht*“.

Ausgehend von diesen Vorgaben *regulierte* die Bundesregierung in Deutschland mit der zweiten Novelle des *Energiewirtschaftsgesetzes* (ENWG) von 2005 und mit den damit verbundenen Begleitverordnungen *die Branche nach*. Dabei wurden insbesondere

- ➔ der Zuständigkeitsbereich der *Bundesnetzagentur* auf die Elektrizitätswirtschaft und Gaswirtschaft ausgedehnt,
- ➔ die Gestaltung der *Netzentgelte* durch die Bundesnetzagentur reguliert,
- ➔ die *gesellschaftsrechtliche Entflechtung* (sog. „*Legal Unbundling*“) integrierter Energieunternehmen mit einer rechtlichen Trennung des Strom- und Gasnetzbetriebs von

⁶⁰ Hirschhausen, C. von, zitiert in: Die große Unvollendete, in: Energie & Management vom 15.9.2008.

⁶¹ Vgl. Monopolkommission, Weniger Staat, mehr Wettbewerb – Gesundheitsmärkte und staatliche Beihilfen in der Wettbewerbsordnung, 17. Hauptgutachten der Monopolkommission, Bonn 2008.

den Bereichen Erzeugung, Handel und Vertrieb verbindlich bis Mitte 2007 für größere Energieversorger forciert,

- ➔ der *Anbieterwechsel* für Haushaltskunden weiter erleichtert,
- ➔ der *diskriminierungsfreie Anschluss* neuer Kraftwerke ans Netz garantiert und beschleunigt
- ➔ sowie die zunächst bis 2012 befristete Anwendung des *Missbrauchstatbestandes* auf die Energiewirtschaft im Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) verschärft.

Hinsichtlich der *Netzentgeltgestaltung* für die Übertragungs- und Verteilungsnetze vollzog sich ein grundlegender Wechsel.⁶² In einem Zwischenstadium mussten sich die Netzbetreiber bis Ende 2008 ihre Preise in zwei Genehmigungsrounden von der Regulierungsbehörde bewilligen lassen. Dabei handelte es sich um eine *Kostenregulierung*. Inklusive kalkulatorischer Gewinnbestandteile durften Kosten hier nur in dem Umfang eingepreist werden, in dem sie sich auch in einem wettbewerblichen Markt einstellen würden. In der ersten Genehmigungsrunde des Jahres 2006 bzw. 2007 kam es dabei im Zuständigkeitsbereich der Bundesnetzagentur zu einer *Senkung der Entgelte um ca. 13 %* gegenüber den ursprünglichen Anträgen.⁶³ In der zweiten Genehmigungsrunde von 2008, in der kleinere Netzbetreiber bei unveränderten Kosten eine Verlängerung des ersten Bescheids beantragen konnten, ergab sich gegenüber der ersten Runde nochmals eine durchschnittliche *Kürzung von 5 %*.⁶⁴

Daran anschließend gilt nun seit Anfang 2009 die *Anreizregulierungsverordnung* (ARegV). Hier werden die Entgelte für den Zugang zu den Energieversorgungsnetzen in Form eines „*Revenue Caps*“ mit dem Ziel bestimmt, Effizienzpotenziale durch Entkoppelung der Erlöse von den Kosten zu erschließen. Auf einem gleitenden Pfad wurden dabei die Entgelte über zwei Komponenten gestützt: Zum einen galten für alle Netzbetreiber jährlich zu erreichende Produktivitätsvorgaben. Zum anderen wurden individuelle Abschläge beim Entgelt vorgenommen, die darauf abstellten, verbliebene unternehmensspezifische Ineffizienzen gegenüber

⁶² Vgl. Bontrup, H.-J./Marquardt, R.M., Anreizregulierung in der Elektrizitätswirtschaft, in: WiSt, Heft 12, 2010, S. 587 – 592 und Bontrup, H.-J./Marquardt, R.-M., Stellungnahme zum Antrag der Fraktion Die Linke "Überführung der Übertragungsnetze in Landeseigentum; Prüfung eines Kaufangebotes durch die Landesregierung", Landtag Nordrhein-Westfalen, Drucksache 15/466, auf: <http://www.landtag.nrw.de/portal/WWW/dokumentenarchiv/Dokument/MMST15-331.pdf>, 2011.

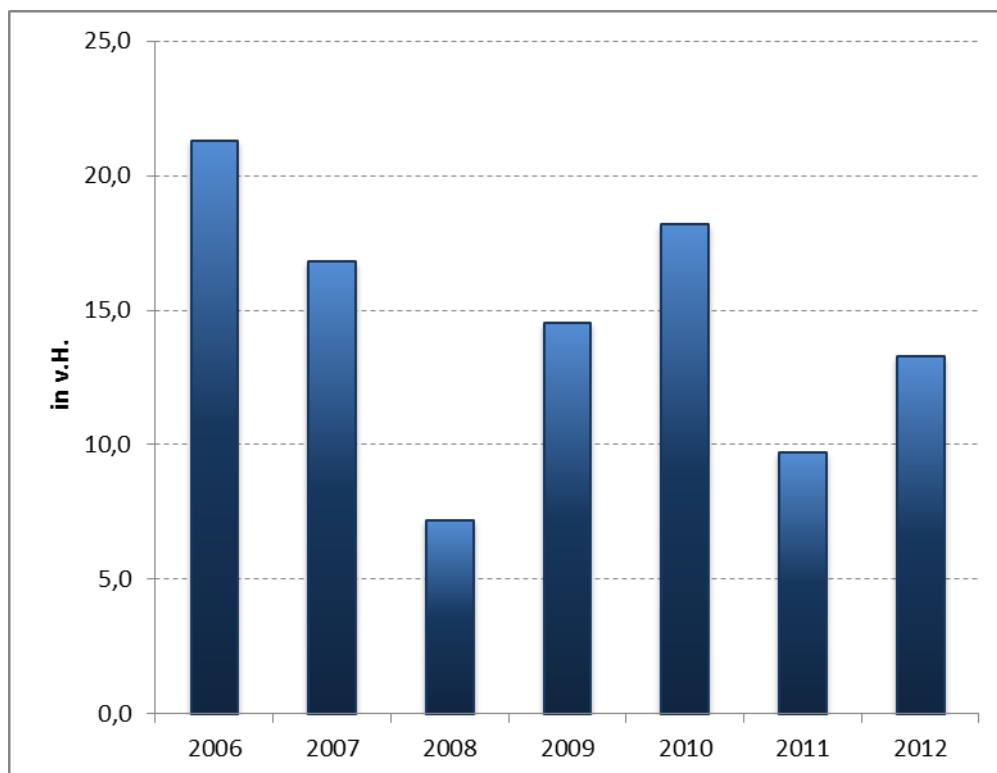
⁶³ Vgl. Bundesnetzagentur, Jahresbericht 2007, Bonn 2008, S. 170.

⁶⁴ Vgl. Bundesnetzagentur, Jahresbericht 2008, Bonn 2009, S. 150.

den Branchenbesten abzubauen. Netzbetreiber, welche die Kosten im Umfang der Entgeltdeckung abbauen konnten, waren in der Lage, ihre Gewinne zu stabilisieren. Blieb die Kostensenkung hingegen dahinter zurück, ging dies zu Lasten der Gewinne.

Trotz des über die ARegV aufgebauten kostenseitigen Drucks kann sich die (nach handelsrechtlichen Vorgaben ermittelte) Eigenkapitalrendite von Strom-Verteilnetzbetreibern nach einer jüngsten Studie des DIW auf Basis einer Stichprobe von 109 Netzunternahmen weiterhin sehen lassen (vgl. Abb. 15). In einem stabilen konkurrenzfreien Geschäftsumfeld und einer Niedrigzinsphase bewegen sie sich auch nach dem Regimewechsel noch zumeist im zweistelligen Bereich. Zwar ließen sich – so das DIW – die hier berechneten Niveaus wegen der handelsrechtlichen Datenbasis nur bedingt als Indikator für das tatsächliche Niveau der Rendite verwerten. Interessant ist aber, dass in der Entwicklung – abgesehen vom Jahr 2008 – zwar ein Rückgang, aber zumindest kein dramatischer Einbruch zustande kam.

Abb. 15: Eigenkapitalrentabilität Verteilnetzbetreiber



Arithmetische Mittelwerte aus der Stichprobe. Handelsrechtliche Datenbasis.
Quelle: Pavel, F. u.a. (2014, S.27).

Als weitere Ursache der nationalen Machterosion der Big-4 kommt im Erzeugungs- und Großhandelsbereich die zunehmende Integration der europäischen Strommärkte hinzu. Zwar gab es schon vor der Liberalisierung innerhalb der EU einen grenzüberschreitenden Stromaus-

tausch. In Anbetracht von Engpässen an den Grenzkuppelstellen blieb der innereuropäische Wettbewerb jedoch lange Zeit sehr eingeschränkt. Dies hat sich inzwischen spürbar geändert. Nach Einschätzung durch die Monopolkommission bleibt zwar der für hiesige Anbieter wettbewerblich relevante Markt durch die perfekt zusammengewachsene Absatzregion Deutschlands und Österreichs abgegrenzt.⁶⁵ Aber bereits im Juni 2007 vereinbarten Belgien, Frankreich, Deutschland, Luxemburg und die Niederlande ein „Market Coupling“.⁶⁶ Direkt und indirekt ist der deutsche Markt inzwischen sogar mit 15 Nachbarländern verknüpft.⁶⁷ Dabei werden die Märkte so gekoppelt, dass sich zumindest im Rahmen der verfügbaren und allmählich expandierenden internationalen Netzkapazitäten eine Preisangleichungstendenz einstellt. Über die Börsen wird dabei die Nachfrage im Day-Ahead-Markt sukzessive solange mit den günstigsten Angeboten der gekoppelten Länder bedient, bis die Grenzkuppelstellen ausgelastet sind. In der Wirkung unterminierte das „Market Coupling“ einerseits die Erzeugungsdominanz der Big-4, da sie zumindest in begrenztem Umfang auch unter dem Wettbewerb ausländischer Erzeuger stehen. Zugleich eröffnet aber die Markterweiterung deutschen Stromerzeugern und damit auch den Big-4 den Zugang zu Auslandsmärkten, was insbesondere in den Phasen von Relevanz ist, wenn der deutsche Markt angesichts von starker EE-Einspeisung unter Preisdruck steht. So lag der durchschnittliche Strompreis im Jahr 2013 am Day-Ahead-Markt in Deutschland bei 37,8 EUR/MWh, in Frankreich bei 43,2 EUR/MWh und in den Niederlanden bei 52,0 EUR/MWh.⁶⁸ Vor diesem Hintergrund haben die Big-4 zwar hierzulande Marktmacht eingebüßt, zugleich konnten sie aber zusammen mit den anderen deutschen Stromerzeugern in 2013 72 TWh in die Nachbarländer exportieren, während nur rund 38 TWh importiert wurden (vgl. Abb. 16). Abgesehen vom Jahr des Abschaltens von acht AKWs können die hiesigen Erzeuger alles in allem auf trendmäßig steigende (Netto-)Absatzchancen im Ausland zurückblicken.

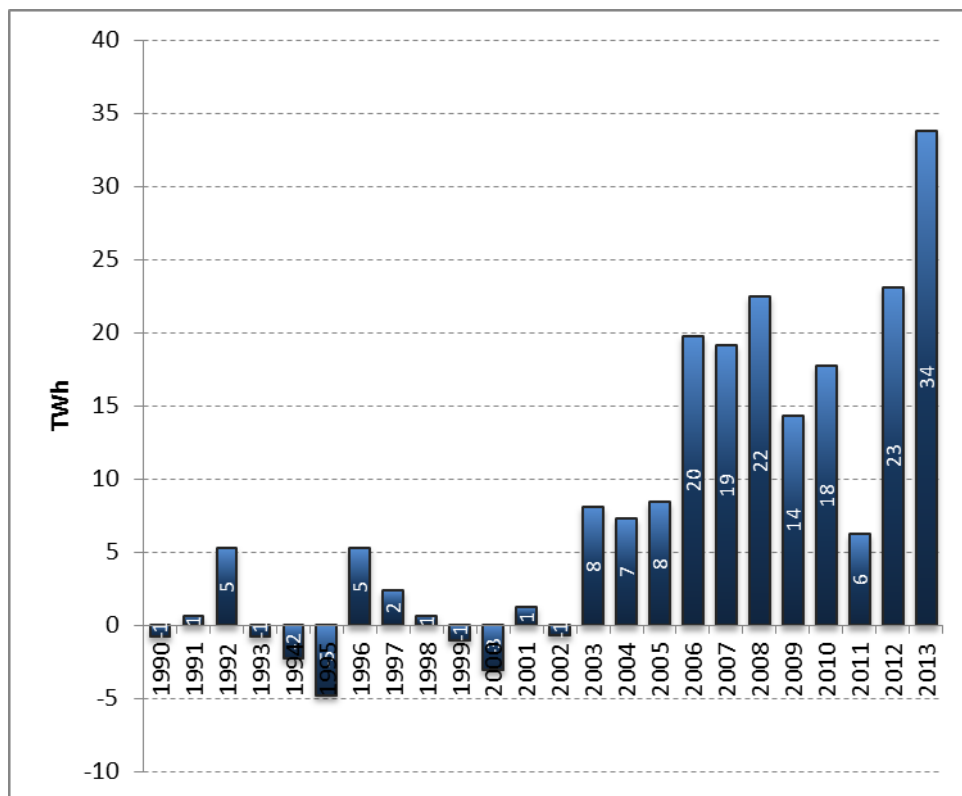
⁶⁵ Vgl. Monopolkommission, Energie 2013: Wettbewerb in Zeiten der Energiewende, Sondergutachten 65, Bonn 2013, S. 59.

⁶⁶ Vgl. BMWi, Ein Strommarkt für die Energiewende – Diskussionspapier (Grünbuch), Berlin 2014, S.33.

⁶⁷ Vgl. ebenda, S. 10.

⁶⁸ Vgl. ebenda, S. 34.

Abb. 16: Nettostromexporte aus Deutschland



Quelle: BMWi, Zahlen und Fakten: Energiedaten vom 21.10.2014, Tab. 22 und BMWi, Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland vom August 2014, Tab. 3; Sonstige berechnet als Restgröße.

Längerfristig dürfte es hier zu weiteren wettbewerbsbelebenden Impulsen kommen. Dabei spielt insbesondere das *Dritte Energiebinnenmarktpaket* aus dem Jahr 2009 eine wichtige Rolle.⁶⁹ Daran anknüpfend wurden die *Fern- und Übertragungsnetzbetreiber* per Verordnung zur verstärkten Kooperation verpflichtet. So müssen langfristige grenzübergreifende Netzinvestitionspläne vorgestellt und mit der Agentur für die Zusammenarbeit der nationalen Energieregulierungsbehörden abgestimmt werden, wobei dieser Agentur das Letztentscheidungsrecht im Fall von nationalen Konflikten zusteht. Zudem beabsichtigt die EU-Kommission eine aktivere Rolle beim europäischen Netzausbau zu spielen. Mit der geplanten „*Connecting Europe Facility*“ sollen im Zeitraum von 2014 bis 2020 europäische Energieinfrastrukturprojekte mit Hilfe von EU-Mitteln finanziert werden.

Die Entwicklung der Nettostromexporte reflektiert zugleich auch eine die Big-4 ebenfalls belastende *Überkapazität im deutschen Markt*. Sie wird von den Übertragungsnetzbetreibern

⁶⁹ Vgl. Fischer, S./Geden, O., Strategiediskussion in der EU-Energie- und Klimapolitik: Neue Ziele für die Zeit nach 2020, Hrsg. Friedrich-Ebert-Stiftung, Berlin 2013, S.8.

für den Zeitraum von 2014 bis 2017 für Deutschland auf eine Leistung von *rund 10 GW*, das sind gut 5 v.H. der hiesigen Gesamtkapazitäten beziffert. In dem Versorgungsgebiet, an das der deutsche Strommarkt und die hierzulande produzierenden EVUs gekoppelt sind, beläuft sich Schätzungen zufolge der Kapazitätsüberhang auf 60 GW.⁷⁰ Hierzu hat angebotsseitig sowohl die Expansion der EE als auch der Zubau von fossilen Kraftwerken beigetragen. Nachfrageseitig hat insbesondere die Wirtschaftskrise dazu beigetragen. Längerfristig könnten zwar die politisch geförderte EE-Expansion, ein verfeinertes Lastenmanagement, das verstärkte Einbeziehen von Stromspeichern, die weiter ausgebaut Integration der Märkte und die Wirkung von Energieeffizienzmaßnahmen den Bedarf an gesicherter konventioneller Leistung weiter verringern. Zugleich wird aber in vielen Studien mittelfristig erwartet, dass der finale AKW-Ausstieg und die Stilllegung alter Anlagen – als Resultat eines Marktreinigungsprozesses – bei anhaltendem Investitionsattentismus die Überkapazitäten allmählich abbauen wird.⁷¹

Unabhängig von der aktuellen Überkapazität und dem Beitrag zu deren Abbau durch die Zurückhaltung beim Kraftwerksneubau wird derzeit intensiv darüber diskutiert, wie auch in Zukunft noch die *Versorgung jederzeit sichergestellt* werden kann. Denn auch bei Erreichen der EE-Ausbauziele werden noch konventionelle Kraftwerke benötigt. Wegen der hohen Dargebotsabhängigkeit der EE werden sie aber primär in Phasen der Windstille und gleichzeitig geringer Sonneneinstrahlung gebraucht. Aus Sicht der potenziellen Investoren in diese thermischen Kraftwerke, die *möglichst flexibel an- und abschaltbar* sein sollten, ergibt sich das Problem, dass die Anlagen nur *selten benötigt* werden und daher möglicherweise keine ausreichenden (Voll-)Kostendeckungsbeiträge erwirtschaften. Ähnliches gilt für Bestandsanlagen, die im Zuge der Energiewende immer seltener zum Einsatz kommen.

In der energiepolitischen Debatte konkurrieren diesbezüglich zwei Lösungsvorschläge: Die erste Gruppe befürwortet Kapazitätsmärkte, die zweite Gruppe setzt auf den „Energy-Only-Market“.⁷²

Auf *Kapazitätsmärkten* wird exklusive das Bereithalten von Kapazitäten gehandelt und vergütet und zwar unabhängig davon, ob die Anlagen wirklich eingesetzt werden müssen oder nicht. Anlagenbetreibern wird so eine hohe Planungssicherheit zugestanden. Sie erhalten in

⁷⁰ Vgl. BMWi, Ein Strommarkt für die Energiewende – Diskussionspapier (Grünbuch), Berlin 2014, S.34.

⁷¹ Vgl. ebenda, S. 13.

⁷² Vgl. BMWi, Ein Strommarkt für die Energiewende – Diskussionspapier (Grünbuch), Berlin 2014, S. 39ff.

jedem Fall eine ex-ante bekannte Vergütung. Die Kosten werden dabei auf die Verbraucher umgelegt. Dabei existieren drei zentrale Vorschläge für die konkrete Umsetzung.

- ➔ Im Modell des „zentralen umfassenden Kapazitätsmarktes“ wird die erforderliche Vorhaltungskapazität zentral durch eine Behörde festgelegt und in Auktionen ausgeschrieben. Die günstigsten Anbieter erhalten im Rahmen des vorab festgelegten Kontingents den Zuschlag. Alle zum Zuge gekommenen Anbieter erhalten pro MW an Leistung dieselbe Vergütung, sind verpflichtet diese Kapazitäten verfügbar zu halten und können obendrein erzeugten Strom am Markt verkaufen. Wenn trotz der vorgehaltenen Kapazitäten die Börsenpreise ein vorab definiertes Limit übersteigen, müssen die Betreiber die Differenz zwischen Börsenpreis und Limit an die Behörde erstatten.
- ➔ Der „zentral fokussierten Kapazitätsmarkt“ unterscheidet sich davon in einem wesentlichen Punkt. Die staatliche Zentralinstanz entscheidet hierbei, welche Anlagen überhaupt an der Auktion teilnehmen dürfen. Erwogen wird dabei eine Auktion für „erhaltenswerte“ Bestandskapazitäten und eine Auktion für Neuanlagen mit dann zwei Teilmärkten und unterschiedlichen Leistungspreisen.
- ➔ Im dritten Modell des „dezentralen umfassenden Kapazitätsmarktes“ müssen die Stromvertreiber gegenüber der Behörde nachweisen, dass sie in Knappheitsphasen ausreichend viele Erzeugungskapazitäten mit den Stromproduzenten kontrahiert haben. Der Nachweis erfolgt über Zertifikate, die von den Erzeugern ausgestellt werden, und unter den Stromvertreibern gehandelt werden können. Überschreiten in Engpassphasen die Börsenpreise ein Auslösungslimit, müssen diejenigen Vertriebe eine Strafe zahlen, die sich nicht mit ausreichend vielen Kapazitäten eingedeckt haben. Die Größenordnung der Strafzahlung richtet sich nach der Differenz zwischen dem tatsächlichen Verbrauch und der Höhe der zuvor abgesicherten Leistung. Sind die Engpässe aufgrund von nicht eingehaltenen Lieferverpflichtungen der Erzeuger zustande gekommen, zahlen letztere die Strafe. Die zuständige Behörde muss hier keine Schätzung der erforderlichen Kapazitäten vornehmen und kann das Finden der Kapazitätsmengen den Marktkräften überlassen. Die Steuerung durch die Behörde erfolgt insofern indirekt über das Festlegen der Strafzahlungen und der Auslösungspreise.

Im *Energy-Only-Market* vertrauen die Befürworter dieses Ansatzes auf ausreichende Investitionsanreize durch den reinen Strommarkt, der nur die tatsächliche Lieferung von Strom auch

vergütet und damit implizit ja auch die Bereitstellung der dazu erforderlichen Kapazitäten belohnt. Dabei dürften der aktuelle Investitionsattentismus und die Stilllegungen, die primär Ausdruck der Überkapazitäten ist, nicht mit einer grundsätzlichen Zurückhaltung verwechselt werden. Sobald die Überkapazitäten abgebaut sind, bestünde aufgrund der *Marktlogik* wieder ein ausreichendes Maß an *Selbstregulierung*, so dass die Versorgungssicherheit gewährleistet bleibt.

Dazu bedürfe es nur eines „*Strommarktes 2.0*“, in dem der Staat allerdings den Mut haben muss, nicht durch falsche, opportunistische Regulierungsvorgaben zu intervenieren. Sollten temporär Engpässe auftreten und dadurch die *Preise massiv anziehen*, bewirkt dies auf dem Markt aus zwei Richtungen Anpassungen. Auf Seiten einzelner Stromnachfrager besteht die Bereitschaft, ihren aktuellen *Strombezug zu drosseln*. Intelligentes Lastenmanagement in Verbindung mit der Nutzung von Speichertechnologien kann dabei hilfreich sein. Auf Seiten der Stromanbieter sorgt die Situation eines temporären Nachfrageüberschusses dafür, dass sich die erzielbaren Preise nicht mehr an den variablen Kosten des Grenzanbieters orientieren (vgl. Kap. 5.1.3.1), sondern an der *Zahlungsbereitschaft* des Kunden, der den Strom am dringendsten benötigt. Auch dann kommt eine Markträumung zustande. Im Zweifelsfall aber werden die Preise temporär exorbitant hoch sein und gerade dadurch auch dem Grenzanbieter der Spitzenlast *mehr als eine reine Vollkostendeckung* bescheren. Die Aussicht darauf sollte dann potenziellen Investoren einen ausreichenden *Anreiz* geben, wieder in Kraftwerke zu investieren sowie die europaweite Netzintegration voranzutreiben und so die Engpässe längerfristig abzubauen. Zugleich liefern die Preisausschläge auch den Nachfragern neue Anreize zum Ausbau der technischen Möglichkeiten im Lastenmanagement, so dass die Stromnachfrage insgesamt preiselastischer wird.

Entscheidend sei dabei aber – neben einer *schlagkräftigen Missbrauchsaufsicht* über die Kraftwerksbetreiber – eine möglichst gesetzlich zu verankernde *Garantie des Staates*, die *Preissignale* auf jeden Fall *vollständig durchwirken zu lassen*, so dass die Kraftwerksinvestoren sich auch *nach* ihrem Engagement auf die Marktlogik verlassen können. Das Problem der dann entstehenden „*Skandalisierbarkeit*“ von außergewöhnlichen Preisausschlägen werde dadurch abgemildert,

- ➔ dass die Preisspitzen nur temporär auftreten und in der gesamten Stromrechnung nur stark abgemildert auftauchen,

- ➔ dass diese Spitzen eben erforderlich seien, um mittelfristig die Voraussetzungen für ausreichende Flexibilität auf der Angebots- und Nachfrageseite zu schaffen,
- ➔ dass private Haushalte ohnehin feste Lieferverträge zu festen Endpreisen mit ihren EVUs haben
- ➔ und dass somit letztlich die Stromlieferanten, aber auch die sich selbst am Strommarkt eindeckenden produzierenden Unternehmen mit den Preisspitzen leben müssen und dabei frei entscheiden können, inwieweit sich ein frühzeitiges Absichern von Kapazitäten durch Terminkontrakte für sie wirtschaftlich rechtfertigt.

Mit Blick auf diese Diskussion zum Thema „Kapazitätsmärkte vs. Strommarkt 2.0“ steht die entscheidende politische Weichenstellung unmittelbar bevor. Das Bundeswirtschaftsministerium betont in seinem aktuellen Grünbuch in diesem Sinne: „Wir müssen [...] eine Grundsatzentscheidung treffen.“⁷³ Sie wird auf Basis der Erkenntnisse des Grünbuchs gefällt, das in Form einer „Metastudie“ diesbezüglich zu dem auch empirisch basierten Ergebnis kommt: „Die Gutachter raten von Kapazitätsmärkten ab. Diese bergen erhebliche Ausgestaltungsrisiken. [...] Kapazitätsmärkte führen zu höheren Systemkosten und bergen zudem Gefahren für die Umsetzung der Energiewende. [...] Die Gutachten empfehlen [...] die Optimierung des Strommarktes. [...]“⁷⁴ Angesichts der klaren Empfehlungslage dürfte die *Entscheidung wohl zugunsten des „Energy-Only-Market-Konzeptes“ ausfallen*, zumal die Alternative eines Kapazitätsmarktes automatisch Probleme mit Blick auf das europäische Beihilferecht aufwerfen würde.

Für diese Auffassung spricht auch die klare Positionierung des Bundeswirtschaftsministers. Sigmar Gabriel betonte in einem Handelsblatt-Interview: „Es gibt auf dem deutschen Kraftwerksmarkt erhebliche Überkapazitäten. Nicht wenige, die einen Kapazitätsmarkt fordern, verbergen dahinter ihr eigentliches Interesse: existierende Überkapazitäten auf Kosten der Stromverbraucher zu konservieren. Das ist das Gegenteil von vernünftiger Energiepolitik.“⁷⁵

Dessen ungeachtet wird nach Einschätzung des Grünbuchs für eine Übergangsphase der Aufbau einer *strategischen Energiereserve* unvermeidbar sein: „Die Veränderungen können in den kommenden Jahren Unsicherheiten für Investoren bedeuten. Dies kann auch in einem

⁷³ BMWi, Ein Strommarkt für die Energiewende – Diskussionspapier (Grünbuch), Berlin 2014, S. 40.

⁷⁴ Ebenda, S. 46.

⁷⁵ Gabriel, S., in: Handelsblatt, „Es ist gefährlich Russland auf die Knie zu zwingen“, 20.1.2015. Vgl. aber auch zur Replik von Seiten der EVUs S. 215.

grundsätzlich funktionierenden Strommarkt Investitionen verzögern. Zur Absicherung des Übergangs bedarf es eines zusätzlichen Instrumentes. Dies gilt sowohl für den Fall, dass der Strommarkt optimiert, aber in seiner heutigen Grundstruktur beibehalten wird, als auch bei Einführung eines Kapazitätsmarktes. Eine Kapazitätsreserve soll die Stromversorgung zusätzlich zu den an den Strommärkten aktiven Erzeugungsanlagen absichern.“⁷⁶

Im Unterschied zum Kapazitätsmarkt wird der Umfang der *Reservekapazitäten* von den Übertragungsnetzbetreibern festgelegt. Sie vereinbaren mit dem Ziel der Versorgungssicherheit die dazu erforderlichen Verträge mit Kraftwerksbetreibern, die dann ihren Strom aber nicht mehr am Großhandelsmarkt anbieten dürfen, so dass die Kapazitätsreserve keinen Einfluss auf das Ex-Ante-Angebot und die Preisbildung im Strommarkt hat. Die Reservekapazitäten dienen nur dazu, Ungleichgewichte, die vom Markt selbst nicht bewältigt werden können, nachträglich auszugleichen. Es handelt sich hier – wie die Regelleistung – um eine sogenannte Systemdienstleistung, die erst nach einem ausgebliebenen Clearing im *Gesamtmarkt* beansprucht wird.

In diesem ursachenseitigen Detail unterscheidet sich die Kapazitätsreserve auch von der *Netzreserve*. Letztere wird ausschließlich bei *Netzengpässen*, also nicht bei einer allgemeinen, sondern bei einer *regionalen Unterversorgung* benötigt, wenn im Zuge eines sogenannten Redispatches vor der Engpassstelle die Leistung aufgrund eines nicht weiter zu transportierenden Stromüberschusses Kapazitäten abgeschaltet werden müssen und im Gegenzug hinter der Engpassstelle Kraftwerke aus der Netzreserve zugeschaltet werden müssen. Die Notwendigkeit der Vorhaltung einer Netzreserve ist dabei – solange der Netzausbau noch nicht erfolgreich abgeschlossen wurde (also bis etwa 2022) – gerade in Süddeutschland besonders virulent. Auch die Reservekraftwerke bleiben von den Transaktionen am Großhandelsmarkt ausgeschlossen.

3.3 Herausforderungen für die Big-4 durch den veränderten Wettbewerbsrahmen

Mit den neuen Spielregeln in der Ordnung der Strommärkte hat sich auch die Situation für die Big-4 in mehrerlei Hinsicht substantiell verändert:

- ➔ Das *Netzgeschäft* steht zunehmend unter Rationalisierungsdruck, die *Durchleitungsentgelte* sind deutlich gefallen. Trotz eines Rückgangs bleiben die Eigenkapitalrenditen aber alles in allem weiterhin attraktiv. Dies könnte sich aber mit Beginn der drit-

⁷⁶ BMWi, Ein Strommarkt für die Energiewende – Diskussionspapier (Grünbuch), Berlin 2014, S. 52.

ten, ab 2018 geltenden Regulierungsperiode ändern. Dem Vernehmen nach drängt die Bundesnetzagentur hier auf eine Verschärfung der Effizienzvorgaben.

- ➔ Das Abschotten der Märkte über die vertikale Integration von Wertschöpfungsstufen gelingt nicht mehr. Damit hat die *Verbundstruktur* in den EVUs nicht mehr den strategischen Stellenwert wie zuvor.
- ➔ Auf der *Vertriebsseite* hat die Wettbewerbsintensität deutlich zugenommen. Nachdem sich zumindest drei der Big-4 nicht gerade beeilt hatten, um in den bundesdeutschen Wettbewerb einzutreten, zogen RWE und E.ON mit „Eprimo“ bzw. mit „E-wie-einfach“ in 2007 und Vattenfall mit „Easy-Strom“ erst in 2008 nach, indem sie wie EnBW schon in 1998 einen national operierenden Billigstromanbieter einrichteten. Mittlerweile gibt es aber 124 Strom-Anbieter, wovon 77 Vertriebsanbieter rund 95 v.H. der deutschen Postleitzahlen-Gebiete abdecken.⁷⁷ Nach Angaben des BDEW hat Deutschland im EU-Vergleich sogar die geringste Marktkonzentration im Strom- und Gasvertrieb.⁷⁸ Einzelne Haushalte können laut BDEW im Durchschnitt unter 85 Strom- und unter 22 Gasanbietern auswählen.

Auch im Monitoringbericht von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt bestätigt sich die vergleichsweise geringe Konzentration der Branche im Vertrieb.⁷⁹ Bei den Großkunden haben die vier größten Anbieter – unter Berücksichtigung von Beherrschungsverträgen mit anderen EVUs – bundesweit einen Marktanteil von 34 v.H. Bei den Haushaltskunden und kleineren Gewerbekunden beläuft sich dieser Anteil auf gut 40 v.H.

In diesem verschärften vertriebsseitigen Wettbewerb wirkt nun bei den Big-4 deren langjährige Dominanz obendrein als Image schädigend. So wünschten sich nach einer Ende 2013 durchgeführten Befragung auf Basis einer Stichprobe von 1.000 Bundesbürgern 80 v.H. der befragten, „von großen Energiekonzernen unabhängig zu sein“.⁸⁰

⁷⁷ Vgl. Frankfurter Rundschau, Mehr Wettbewerb. Preisdruck auf Energieversorger steigt, 13.7.2013.

⁷⁸ Vgl. BDEW, Wettbewerb 2012: Wo steht der deutsche Energiemarkt?, Berlin 2012, S. 36 und S. 38.

⁷⁹ Vgl. Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt, Monitoringbericht 2014, Berlin 2014, S. 32 ff.

⁸⁰ Siebel Eltron, Energie-Trendmonitor 2014, http://www.stiebel-eltron.de/imperia/md/content/STIEBELELTRON/de/meta/stiebeleltron_trendmonitor.pdf, zuletzt abgerufen 26.12.2014, S.7.

Genauso weit verbreitet war der Wunsch „die Energie künftig von regionalen Anbietern der öffentlichen Hand zu beziehen“.⁸¹

- ➔ Aus verschiedenen Gründen stellt sich auf nationaler Ebene eine *Entflechtungstendenz* in der Branche ein, bei der sich die vier Großkonzerne auch freiwillig von Randbeteiligungen trennen. Gerade bei E.ON und RWE spielt eine wichtige Rolle, dass sie im Inland an ihre rechtlichen Expansionsgrenzen gestoßen waren und sich infolgedessen neu in Richtung einer verstärkten *Internationalisierung* aufgestellt haben. Hinzu kommt, dass die Beteiligungen an den hauptsächlich Strom verteilenden Stadtwerken wegen der Netzregulierung und nachlassenden Vertriebsmargen nicht mehr die erhoffte Rendite abwerfen und dass die Verkaufserlöse bei nachlassendem betriebswirtschaftlichem Erfolg von den Big-4 dringend an anderer Stelle benötigt werden. Überdies hat der Einfluss auf die Geschäftspolitik der Stadtwerke bei zunehmend rein wirtschaftlich orientierten Aufsichtsratsentscheidungen nachgelassen. Angesichts dessen hat sich der Branchenführer E.ON sogar von der *Thüga*,⁸² in der die Stadtwerke-Beteiligungen gebündelt waren, getrennt. Damit lässt auch der noch verbliebene informelle Einfluss der Großkonzerne, über die abgestellten Aufsichtsräte die Beschaffung in Richtung der eigenen Erzeugungskapazitäten zu kanalisieren, nach, nachdem zuvor schon das Bundeskartellamt eine derartige Einflussnahme in Form von exklusiven Lieferverträgen mit den Anteilseignern rechtlich unterbunden hatte.⁸³ Dass mit dem Abstoßen von Randbeteiligungen dem gewachsenen politischen Druck als Reaktion auf die Marktmacht ein wenig die Spitze genommen werden konnte, wird von den Großkonzernen sicherlich als Mitnahmeeffekt ebenfalls gern gesehen.
- ➔ Darüber hinaus haben viele Stadtwerke durch Zusammenschlüsse auf unterschiedlichen Ebenen eine *Gegenmacht zu den Big-4* gebildet, indem sie beim Einkauf kooperieren oder indem sie sich mit eigenen Erzeugungskapazitäten unabhängig machen. So haben sich die acht größten Kommunalversorger zur Gruppe der „8KU“⁸⁴ zusammengeschlossen, um verstärkt an einem Strang zu ziehen und in eigene Erzeugungskapazitäten zu investieren. In ähnlicher Weise dienen die „Trianel-Gruppe“⁸⁵ und die „Thüga“ den darin mitwirkenden Stadtwerken als Kooperationsplattform. Auch der

⁸¹ ebenda.

⁸² Vgl. Bontrup, H.-J./Marquardt, R.-M., Kritisches Handbuch ... a.a.O., S. 80.

⁸³ Vgl. Handelsblatt, Stadtwerke drehen gemeinsam auf, vom 26.5.2009.

⁸⁴ Vgl. Bontrup, H.-J./Marquardt, R.-M., Kritisches Handbuch ... a.a.O., S. 86ff.

⁸⁵ Vgl. ebenda, S. S. 91

Kauf des Mehrheitsanteils der *STEAG* durch ein Stadtwerke-Konsortium hatte als wichtiges Ziel, mit eigenen Kraftwerken unabhängiger von den Lieferungen der Big-4 zu werden.⁸⁶ Gestärkt wird der Prozess der Gegenmachtbildung seit geraumer Zeit auch durch *Rekommunalisierungsbestrebungen*. Aus Unzufriedenheit mit der Macht der Big-4, aber auch mit dem Verhalten der sie in ihrem Geschäftsgebaren zuweilen imitierenden großen Stadtwerke sind vielerorts basisdemokratische Bewegungen entstanden, um wieder eigene dezentral gesteuerte und ökologisch ausgerichtete Stadtwerke zu gründen. Oftmals wird dabei – wie beim jüngsten Bürgerentscheid in Hamburg – das Auslaufen von langfristigen Konzessionsverträgen für die Netze als Sprungbrett einer solchen Rekommunalisierung betrachtet.

- ➔ Selbst im konventionellen Erzeugungsbereich ist die Macht der Big-4 erodiert. Während die vier Großkonzerne nach Angaben der Monopolkommission in 2007 noch mehrheitlich über 85 v.H. der konventionellen Kapazitäten verfügten, ist ihr Anteil kontinuierlich in 2013 auf 68 v.H. geschrumpft.⁸⁷ Unter Berücksichtigung des österreichischen Marktsegments, in dem die Big-4 verglichen mit Deutschland unterrepräsentiert sind, verringert sich die Quote sogar auf 58 v.H.

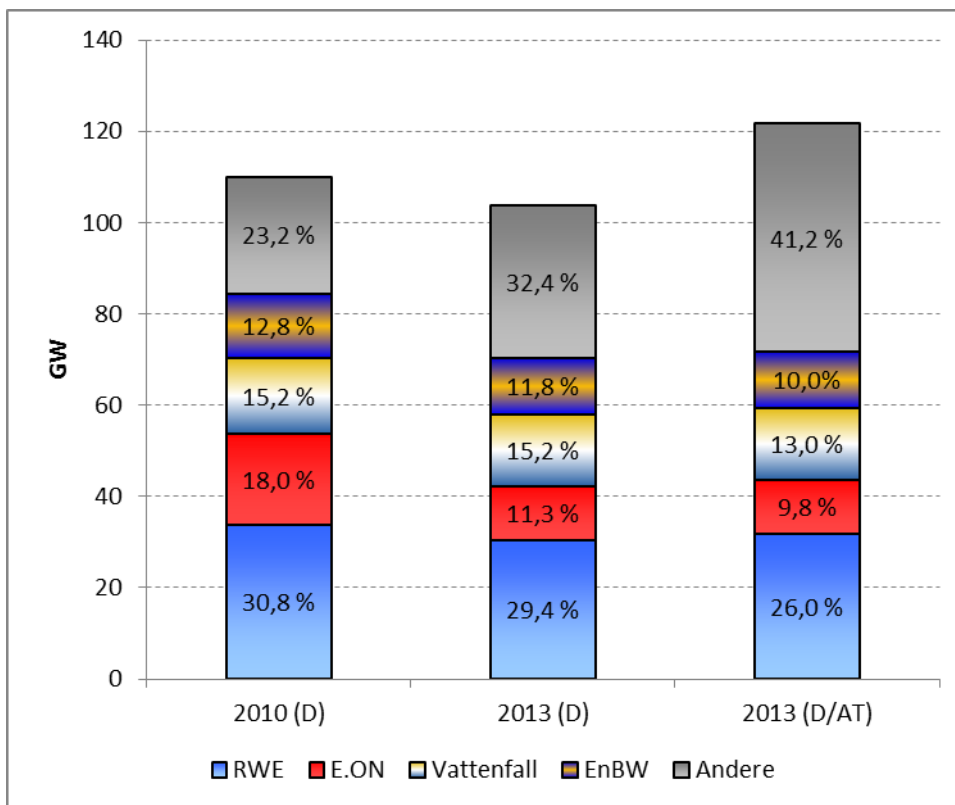
Die Angaben werden in dieser Größenordnung auch von einer aktuellen gemeinsamen Erhebung von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt bestätigt (vgl. Abb. 17).⁸⁸ Aus diesen Daten lässt sich – hier im Vergleich zu 2010 – ebenfalls die abnehmende Bedeutung der Big-4 in der konventionellen Stromerzeugung erkennen. Im Zeitvergleich fällt insbesondere der Bedeutungsverlust von E.ON auf. Der Konzern beherrschte 2010 noch 18 v.H. der konventionellen deutschen *Kapazitäten*. Drei Jahre später ist der Anteil um etwa 7 Prozentpunkte geschrumpft.

⁸⁶ Vgl. ebenda und Bontrup, H.-J./Marquardt, R.-M., Perspektiven der STEAG GmbH als kommunales Energieunternehmen im Kontext der Energiewende, Hrsg. Rosa-Luxemburg-Stiftung NRW, Duisburg 2012.

⁸⁷ Vgl. Monopolkommission, Energie 2013: Wettbewerb in Zeiten der Energiewende, Sondergutachten 65, Bonn 2013, S. 72.

⁸⁸ Vgl. Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt, Monitoringbericht 2014, Berlin 2014, S. 32 ff.

Abb. 17: Konzentration konventioneller Erzeugungskapazitäten



Nettonennleistung nicht EEG-geförderter und ins öffentliche Netz einspeisender Anlagen in Deutschland bzw. in Deutschland und Österreich; unter Berücksichtigung von Beherrschungsverträgen und Bezugsrechten.

Quelle: Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt, Monitoringbericht 2014, Berlin 2014, S. 32.

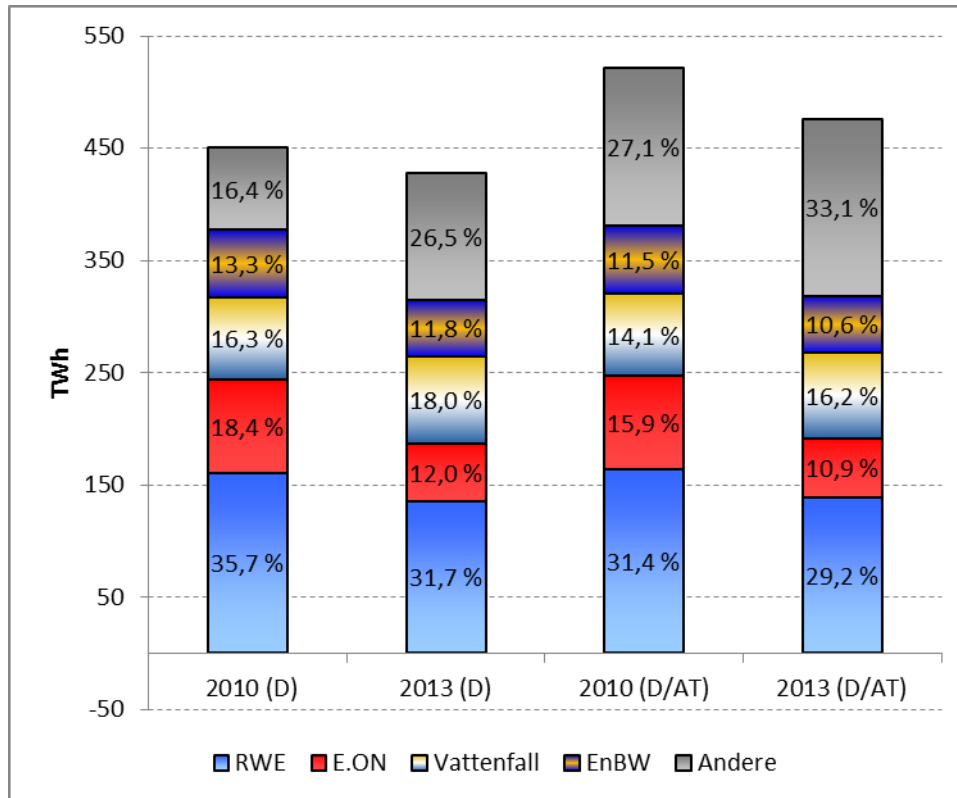
Im Gegenzug beläuft sich der Nennleistungsanteil, der sich im Mehrheitsbesitz rein *kommunaler Träger* befindet, auf dem deutschen (deutsch-österreichischen) Markt auf mittlerweile 16 v.H. (19 v.H.).⁸⁹ Hier hat sich insbesondere der Erwerb der STEAG Ende 2010 durch ein Konsortium von sieben Ruhrgebietsstadtwerken bemerkbar gemacht. Das Konsortium allein verfügt damit über 5 v.H. der konventionellen deutschen Kraftwerksleistungen.

Ein ähnliches Bild ergibt sich mit Blick auf die Konzentration in der *Stromerzeugung* (vgl. Abb. 18). Allein auf dem deutschen Markt hat sich der konventionelle Stromanteil, der nicht von den Big-4 stammt, von 2010 bis 2013 von gut 16 v.H. auf fast 27 v.H. erhöht. Bezogen auf den vollständigen integrierten deutsch-österreichischen Absatzmarkt beliefern die Big-4 nur noch knapp 67 v.H. des Marktes mit Strom. Analog zum verringerten Stellenwert bei den Kapazitäten hat auch hier der E.ON-Konzern mit

⁸⁹ Vgl. Monopolkommission, Energie 2013: Wettbewerb in Zeiten der Energiewende, Sondergutachten 65, Bonn 2013, S. 72.

einem Minus von 6,4 Prozentpunkten auf dem deutschen und 5 Prozentpunkten auf dem deutsch-österreichischen Markt die größten Einbußen unter den vier Großunternehmen zu verzeichnen. Einzig Vattenfall konnte seinen Marktanteil gegenüber 2010 steigern.

Abb. 18: Konzentration konventioneller Stromerzeugung



Erzeugung aus nicht EEG-geförderten und ins öffentliche Netz einspeisenden Anlagen in Deutschland bzw. in Deutschland und Österreich; unter Berücksichtigung von Beherrschungsverträgen und Bezugsrechten.

Quelle: Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt, Monitoringbericht 2014, Berlin 2014, S. 30.

Überdies verschieben sich die Machtverhältnisse im Erzeugungsbereich auch als Folge der „beschleunigten Energiewende“, da die Daten nur auf die konventionelle Stromerzeugung abstellen, die aber ihrerseits an Bedeutung in der gesamten Stromerzeugung verloren hat und da im hier nicht-erfassten EEG-Segment die Big-4 unterrepräsentiert sind.

In Anbetracht dieser Veränderungen zeichnet die Monopolkommission in ihrem Sondergutachten aus dem Jahr 2013 ein neues Bild über die Bedeutung der Big-4: „Die wettbewerbliche Situation auf dem Markt für konventionell erzeugten Strom hat sich gegenüber den Ergebnissen früherer Untersuchungen deutlich verbessert. So waren

nicht nur die Marktanteile großer deutscher Stromkonzerne in den vergangenen Jahren rückläufig, sondern auch die RSI-Analyse – und damit die Bewertung unter Einbeziehung von Nachfragedaten – zeigt erheblich geringere Möglichkeiten der Marktmachtausübung gegenüber früheren Untersuchungen. Dies ergibt sich eindeutig aus nahezu allen Berechnungen der Monopolkommission. [...] Vor diesem Hintergrund zeigt die Analyse [...], dass sich die Verhältnisse im Jahr 2012 dergestalt verschoben haben, dass die großen Energieversorgungsunternehmen im Moment nicht mehr über individuelle Marktmacht verfügen. Dadurch sind auch die Anreize zur kollektiven Marktbherrschaft gemindert. Für eine darüber hinausgehende Abstimmung im Rahmen kollektiver Marktbherrschaft sind derzeit ebenfalls keinerlei Anhaltspunkte erkennbar.“⁹⁰

Zu einer ähnlichen Einschätzung kommen auch die Bundesnetzagentur und das Bundeskartellamt. Trotz der Entspannung bei der Machtkonzentration heben beide Institutionen aber relativierend hervor: „Gleichwohl handelt es sich weiterhin um einen stark konzentrierten Markt.“⁹¹

- ➔ Mit Blick auf die aktuellen Rentabilitätsprobleme von fossilen Kraftwerken (vgl. Kap. 5.1.3) besteht nach den Schlussfolgerungen im „Grünbuch“ und der zwischenzeitlichen Positionierung des Bundeswirtschaftsministers zudem wenig Bereitschaft, die Big-4 von Seiten der Politik zu unterstützen. Mittelfristig werden darin die Schließungen, aber auch die derzeitige Investitionszurückhaltung angesichts vorhandener Überkapazitäten als „erforderlicher Marktbereinigungsprozess“ gewertet. Langfristig dominiert die Überzeugung, dass der „Strommarkt 2.0“ ausreichend Anreize zur Versorgungssicherheit bietet. Von den Stromerzeugern wird also erwartet, dass sie trotz des neuen Investitionsparadigmas seit der Liberalisierung und der Sonderproblematik bei Kraftwerksinvestitionen (vgl. S. 4) bereit sind, das Risiko der Investition in der Hoffnung auf vollkostendeckende Preisspitzen auf sich zu nehmen. Die für die Erzeuger aufgrund der höheren Planungssicherheit bequemere Variante der Kapazitätsmärkte findet derzeit nur sehr begrenzt Unterstützung in Wissenschaft und Politik.

⁹⁰ ebenda, S. 88 f.

⁹¹ Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt, Monitoringbericht 2014, Berlin 2014, S. 32.

4 Verteilungs- und Wirtschaftlichkeitsanalyse: EVUs und Big-4

Wie in den Kapiteln 2 und 3 herausgearbeitet, hat sich das wirtschaftliche Umfeld der Big-4 nachhaltig geändert. Vor diesem Hintergrund beklagt das Management der Big-4 unisono *starke Gewinneinbrüche*. Dabei führt man dort insbesondere das unmittelbare *Abschalten von acht Atommeilern* (vgl. Kap. 5.1.2) sowie den *EE-Ausbau* durch das EEG und als Folge dessen das Verdrängen der konventionellen Kraftwerke bei der Stromproduktion durch den *Merit-Order-Effekt* (vgl. Kap. 5.1.3.2) an der Strombörse an. Angeklagt wird von ihnen, dass der EE-Ausbau nichts mit Wettbewerb zu tun habe und lediglich wegen der staatlich Anreize und einseitigen Bevorteilung zustande gekommen sei. Dass man selbst jahrelang vieles getan hat, um sich nicht dem Wettbewerb aussetzen zu müssen, wird dabei geflissentlich übersehen.

Anschließend gilt es nun, die tatsächliche Wirtschaftslage der Big-4 zu untersuchen. Dazu wird zunächst kurz auf den immanenten Verteilungskonflikt eingegangen, der mit Verschiebungen in der Wirtschaftlichkeit verbunden ist. Anschließend wird die Situation der Elektrizitätsbranche vor dem gesamtwirtschaftlichen Hintergrund gespiegelt. Danach wird die wirtschaftliche Lage der Big-4 in diesen Kontext eingeordnet.

4.1 Verteilungskonflikt und Endpreise

Der Preis einer jeden Ware setzt sich, wie die Arithmetik im nachfolgenden Kasten zeigt, immer aus den *Stückkosten* der Produktion sowie den *Mehrwert pro Outputeinheit* zusammen. Je höher hierbei *ceteris paribus* die *Auslastung* und damit die *Produktivität* ausfallen, umso niedriger sind die *Stückkosten*. Dabei werden die Stückkosten von den *Vorleistungskosten* (in Form von Materialaufwendungen, Abschreibungen auf den Kapitalstock, Energiekosten und sonstige Fremdleistungsaufwendungen) sowie den *Arbeitskosten* gespeist. Im Mehrwert je verkaufter Einheit sind nicht nur der *Gewinn*, sondern auch die *Zinsen* für aufgenommenes Fremdkapital und die *Grundrenten* für Vermieter und Verpächter enthalten.

Preis-Kosten-Arithmetik

$$(1) P = \frac{\overset{=K}{VK+AK}}{x} + \frac{\overset{=MW}{G+Z+GR}}{x}$$

$$(2) SK = \frac{\overset{=VK}{Q_V \cdot p_V} + \overset{=AK}{Q_A \cdot p_A}}{x} = \frac{\overset{=1}{Q_V}}{x} \cdot p_V + \frac{\overset{=1}{Q_A}}{x} \cdot p_A = \frac{p_V}{V_{Prod.}} + \frac{p_A}{A_{Prod.}}$$

mit:

P = Preis

x = Absatzmenge

K = Kosten

SK = Stückkosten

VK = Vorleistungskosten

AK = Arbeitskosten

p_V = Preis je Vorleistungseinheit

Q_V = Vorleistungsmenge

p_A = Preis pro Arbeitseinheit

Q_A = Arbeitsmenge

$V_{Prod.}$ = Vorleistungsproduktivität

$A_{Prod.}$ = Arbeitsproduktivität

MW = Mehrwert

G = Gewinn

Z = Fremdkapitalzinsen

GR = Grundrente

Somit kann, wie jeder andere Preis auch, der Strompreis bei abgesenkten Stückkosten und einem unveränderten Mehrwert pro Einheit zugunsten der Verbraucher sinken. Hierzu müssen dann aber, bei gleichbleibend unterstellter Auslastung der Kapazitäten und Produktivität, die *Vorleistungskosten* der Lieferanten und/oder die *Einkommen der Beschäftigten* (Arbeitskosten) gesenkt werden. Somit wären dann die Financiers der Strompreissenkungen die Lieferanten und die Beschäftigten. Die *Kapitaleigner* (Besitzeinkommensempfänger) müssten sich nicht beteiligen. Genauso gut könnte aber bei abgesenkten Strompreisen der *Mehrwert pro Einheit* bei unveränderten Stückkosten sinken. Dann müssten die *Kapitaleigner* mit ihren Besitzeinkünften die Absenkung der Strompreise bezahlen: entweder die Eigner des eingesetzten Eigenkapitals (die Shareholder) begnügen sich mit weniger Gewinn und/oder die Fremdkapitalgeber sowie die Vermieter und Verpächter mit weniger Zins- sowie Miet- und Pachteinahmen.

Preise und Mengen von Unternehmen werden aber auch durch *staatliche Steuer- und Abgaben* beeinflusst. Auch hier stellt sich die Frage, ob die Anbieter diese Belastungen jeweils über ihre Absatzpreise in den Markt bringen können oder nicht. Ist dies nicht der Fall, geht das Nichtabwälzen der Steuern und Abgaben zu Lasten ihrer generierten Wertschöpfung, wobei sich dann auch hier sofort die Frage stellt: zu Lasten welcher Wertschöpfungsart?

Dieser gesamte Preiskontext ist bei dem 1998 eingeleiteten Liberalisierungsprozess von der Politik aus ideologischen Gründen nie offen diskutiert worden. Man hat zwar mit Blick auf

die Strompreise argumentiert, diese seien im internationalen Vergleich viel zu hoch und müssten deshalb durch Wettbewerb zum Vorteil der Stromnachfrager (insbesondere für die im internationalen Wettbewerb stehenden Unternehmen) gesenkt werden. Wer aber die Strompreissenkungen durch Verteilungseinbußen letztlich finanzieren soll, hat man politisch nicht gewagt auszusprechen.

Nachfolgend wird daher ebenfalls untersucht, wie sich die Verteilungspositionen zwischen Abnehmern, Shareholdern, Beschäftigten, Zulieferern und dem Staat entwickelt haben. Dabei werden die Strombranche im Allgemeinen und die Situation bei den Big-4 im Speziellen untersucht.

4.2 Branchenanalyse der Elektrizitätswirtschaft

Die Strompreisentwicklung hat gezeigt, dass es bei den unterschiedlichen Nachfragegruppen zu *unterschiedlich stark ausgeprägten Belastungen* gekommen ist. Des Weiteren wurde deutlich, dass der Strompreis nur etwa zur *Hälfte von den EVUs zu verantworten ist* und dass die andere Hälfte der Staat festlegt. Nachfolgend soll nun untersucht werden, wie sich die Preisentwicklung unter Berücksichtigung der Strommengenverkäufe und der gegebenen Kostenstrukturen insgesamt auf die *Elektrizitätswirtschaft als Branche* ausgewirkt hat.

In einem ersten Schritt soll dazu die *gesamtwirtschaftliche Unternehmensentwicklung* aufgezeigt werden. Ziel ist es, anschließend die Branchensituation vor diesem Hintergrund spiegeln zu können und herauszufinden, ob die Strombranche als Ganzes gegenüber der Gesamtwirtschaft als privilegiert einzustufen ist und signifikant bessere Ergebnisse erzielt hat. Zudem können die gesamtwirtschaftlichen Daten später auch als Referenz für die Unternehmensdaten der Big-4 herangezogen werden.

4.2.1 Gesamtwirtschaftliche Unternehmensentwicklung

Die Untersuchung der Gesamtwirtschaft erfolgt auf Basis von Daten, welche die Deutsche Bundesbank im Rahmen ihrer auf mehr als 130.000 Bilanz-Einzelabschlüssen basierenden und repräsentativ hochgerechneten Unternehmensabschlussstatistik veröffentlicht (vgl. Tab. 2). Die Zahlen ermöglichen einen Gesamteinblick in die *Vermögens-, Finanz- und Ertragsverhältnisse der Unternehmen*. Leider liegen sie als einheitlich berechnete Zeitreihe nur für die Periode von 2006 bis 2013 vor.⁹² Der spätere Vergleich mit der Elektrizitätsbranche wird

⁹² Vgl. dazu ausführlich den Monatsbericht 12/2011 der Deutschen Bundesbank, S. 34-35.

dadurch erschwert, denn entsprechende Daten existieren hier nur von 1998 bis 2012.⁹³ Die Gegenüberstellung kann sich daher nur auf die Schnittmenge der beiden Datensätze im Zeitraum von 2006 bis 2012 stützen.

Tab. 2: Wirtschaftliche Entwicklung aller deutschen Unternehmen von 2006 - 2013

in Mrd. EUR	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2006-12 in v.H. bzw. PPK ³⁾
Umsatz	4.621,4	4.814,5	5.064,6	4.661,0	5.088,8	5.569,1	5.722,0	5.751,5	23,8
Bestandsveränd./akt. Eigenleistg.	4,7	47,8	33,4	7,4	29,3	37,4	27,2	29,5	473,1
Übrige Erträge (inkl. Zinserträge)	232,7	278,6	285,5	253,2	263,6	264,2	279,8	269,5	20,2
Gesamtleistg. (Bruttoprod.wert)¹⁾	4.858,8	5.141,0	5.383,6	4.921,6	5.381,8	5.870,7	6.029,0	6.050,5	24,1
Materialaufwand	2.967,6	3.131,5	3.333,1	3.008,8	3.334,9	3.730,2	3.839,3	3.850,0	29,4
Materialintensität in v.H.	61,1	60,9	61,9	61,1	62,0	63,5	63,7	63,6	2,6
Rohertrag	1.891,2	2.009,5	2.050,5	1.912,8	2.046,8	2.140,5	2.189,7	2.200,5	15,8
Rohertragsquote in v.H.	38,9	39,1	38,1	38,9	38,0	36,5	36,3	36,4	-2,6
sonstige Aufwendungen	662,4	690,9	745,5	704,9	745,2	771,9	784,9	789,0	18,5
Vorleistungsquote in v.H.	77,9	77,5	79,0	78,7	78,7	79,4	79,4	79,3	1,5
Bruttowertschöpfung	1.228,8	1.318,6	1.305,0	1.207,9	1.301,6	1.368,6	1.404,7	1.411,5	14,3
Abschreibungen	154,2	161,5	171,9	161,8	154,0	159,0	162,2	157,5	5,2
Abschreibungsquote in v.H.	3,2	3,1	3,2	3,3	2,9	2,7	2,7	2,6	-0,5
Nettowertschöpfung	1.074,7	1.157,1	1.133,1	1.046,1	1.147,6	1.209,6	1.242,6	1.254,0	15,6
Netto-Wertschöpfgs.Quote in v.H.	22,1	22,5	21,0	21,3	21,3	20,6	20,6	20,7	-1,5
Betriebs- und VerbrauchsSt.	66,9	67,1	67,0	66,5	67,1	69,4	68,4	66,5	2,2
Nettowertschöpfung zu Faktorkosten	1007,8	1090,1	1066,2	979,6	1080,5	1140,2	1174,2	1187,5	16,5
Personalaufwand	749,4	772,8	788,2	769,1	795,0	839,3	871,9	895,0	16,4
Personalintensität in v.H.	15,4	15,0	14,6	15,6	14,8	14,3	14,5	14,8	-1,0
Gewinn	205,8	257,8	214,6	155,6	222,9	234,0	240,4	231,0	16,8
Zinsaufwand	52,6	59,5	63,4	54,9	62,6	66,8	61,9	61,5	17,7
Staatsquote vor ErtragsSt. in v.H. 2)	6,2	5,8	5,9	6,4	5,8	5,7	5,5	5,3	-0,7
Lohnquote in v.H.	74,4	70,9	73,9	78,5	73,6	73,6	74,3	75,4	-0,1
Mehrwertquote in v.H.	25,6	29,1	26,1	21,5	26,4	26,4	25,7	24,6	0,1
Zinsquote in v.H.	5,2	5,5	5,9	5,6	5,8	5,9	5,3	5,2	0,1
Gewinnquote in v.H.	20,4	23,6	20,1	15,9	20,6	20,5	20,5	19,5	0,0
Eigenmittel	714,1	794,3	816,4	835,5	937,8	982,4	1.030,2	1.070,0	44,3
Fremdmittel	2.224,2	2.373,2	2.464,1	2.414,7	2.519,3	2.609,4	2.666,0	2.734,0	19,9
Umsatzrendite in v.H.	4,5	5,4	4,2	3,3	4,4	4,2	4,2	4,0	-0,3
Eigenkapitalrendite in v.H.	28,8	32,5	26,3	18,6	23,8	23,8	23,3	21,6	-5,5
Gesamtkapitalrendite in v.H.	8,8	10,0	8,5	6,5	8,3	8,4	8,2	7,7	-0,6
Eigenkapitalumschlag als Relation	6,5	6,1	6,2	5,6	5,4	5,7	5,6	5,4	-0,9
Eigenkapitalquote in v.H.	24,3	25,1	24,9	25,7	27,1	27,4	27,9	28,1	3,6

1) inklusive Zinserträge und „Übrige Erträge“; 2) Anteil an Nettowertschöpfung.

Quelle: Deutsche Bundesbank, Hochgerechnete Angaben aus Jahresabschlüssen deutscher Unternehmen von 2006 bis 2013, Frankfurt a. M. 2014, eigene Berechnungen.

Der für die Gesamtwirtschaft ausgewiesene *Umsatz* der deutschen Unternehmen weist zunächst einmal von 2006 bis 2012 insgesamt einen Anstieg von fast einem Viertel aus, während die *Gesamtleistung*, also der Bruttoproduktionswert unter Berücksichtigung von Bestandsver-

⁹³ Das Statistische Bundesamt veröffentlicht die Daten mit einem zweijährigen Time-lag. Die Daten für 2013 werden somit üblicherweise erst im Sommer 2015 erscheinen.

änderungen und aktivierten Eigenleistungen, in etwa gleichem prozentualen Umfang zulegte.⁹⁴

Der *Materialaufwand* expandierte im Beobachtungszeitraum mit knapp 30 v.H. stärker als die Gesamtleistung, so dass der *Rohertrag* nur um knapp 16 v.H. zulegte. Werden vom Rohertrag die sonstigen Aufwendungen⁹⁵ abgezogen, so erhält man die *Bruttowertschöpfung*, die im betrachteten Zeitraum um über 14 v.H. zulegte. Nach Abzug der *Abschreibungen*⁹⁶ resultiert die an die Wertschöpfungsfaktoren und den Staat verteilbare *Nettowertschöpfung*. Sie stieg in der Gesamtwirtschaft um 15,6 v.H. Dennoch verringerte sich die *Nettowertschöpfungsquote* (Nettowertschöpfung zu Bruttoproduktionswert) um 1,5 Prozentpunkte.

Zur verteilbaren Wertschöpfung werden außer den *Ertragssteuern auf den Bruttogewinn* die dem Staat zufließenden *Betriebssteuern* (wie Verbrauchs-, Kraftfahrzeug-, Grund- und Grunderwerbsteuer) gerechnet. Die in den Unternehmen zum Einsatz kommenden und mit Verbrauchssteuern (wie z.B. beim Heizöl oder Benzin) belasteten Betriebsstoffe sind dagegen im verrechneten Materialaufwand und damit in den Vorleistungen bereits enthalten. Die *Staatsquote* (Betriebssteuern zu Nettowertschöpfung) vor Ertragsteuern auf Gewinn ging in diesem Kontext leicht zurück, wodurch die Verteilungsmasse für die Arbeitnehmer und Mehrwertbegünstigten, die Nettowertschöpfung zu Faktorkosten, um gut 16 v.H. zulegte.

Die Zunahme des *Personalaufwands*⁹⁷ als größte Wertschöpfungsart fiel mit 16,4 v.H. leicht schwächer als der Anstieg der Nettowertschöpfung zu Faktorkosten aus, was eine Reduktion der *Lohnquote* um 0,1 Prozentpunkte auf 75,4 v.H. erklärt. Im Gegenzug erhöhte sich die *Mehrwertquote* um diesen Betrag, wovon primär die *Zinsquote* profitierte. In der Mehrwert-

⁹⁴ Hierbei sind die „übrigen Unternehmenserträge“ als außerordentliches Ergebnis im Bruttoproduktionswert als unternehmerisch veranlasste Geschäfte verrechnet worden. Dazu zählen die Zinserträge sowie die Erträge aus Beteiligungen, aus der Auflösung von Rückstellungen und des Sonderpostens mit Rücklageanteil sowie aus Abgängen und Zuschreibungen beim Anlagevermögen. Darüber hinaus sind in dieser Position Erträge aus der Stilllegung von Betriebsteilen sowie aus dem Verkauf bedeutender Grundstücke und Beteiligungen enthalten.

⁹⁵ In den *sonstigen Aufwendungen* werden alle Vorleistungen verbucht, die nicht im Aufwand für Material und Abschreibungen enthalten sind. Auch werden hier Verluste aus dem Abgang des Anlage- und Umlaufvermögens und aus Einstellungen in den Sonderposten mit Rücklagenanteil sowie Mieten, Pachten, Werbe-, Reise- und Forschungsaufwendungen erfasst. Aufwendungen aus Verlustübernahmen und Gewinnabführungen sind in dieser GuV-Position nicht enthalten.

⁹⁶ Zu berücksichtigen sind Abschreibungen auf Sachanlagen und immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens sowie steuerlich begünstigte Sonderabschreibungen und Absetzungen für außerplanmäßige Abschreibungen.

⁹⁷ Beim *Personalaufwand* werden neben den Löhnen und Gehältern inkl. der gesetzlichen Sozialversicherungsbeiträge, sowie freiwillig gewährte Sozialleistungen, auch die Zuführungen zu Pensionsrückstellungen gerechnet. Ebenso erfolgt hier eine Verbuchung der Personalaufwendungen für die angestellten Vorstände und Geschäftsführer in Kapitalgesellschaften und Genossenschaften, während der Personalaufwand bei Personengesellschaften und Einzelkaufleuten, soweit diese von den Inhabern oder Gesellschaftern selbst geführt werden, keinen Aufwand darstellen, sondern als kalkulatorischer Unternehmerlohn im Jahresergebnis (Gewinn) enthalten ist.

quote können leider nicht die *Miet- und Pachtaufwendungen* als Wertschöpfung gezeigt werden. Hier erfolgt kein expliziter statistischer Ausweis.⁹⁸

Beachtenswert sind in diesem Zusammenhang auch die *Rentabilitätskennziffern* in der Gesamtwirtschaft. Zwar lässt sich hierbei wegen fehlender Branchendaten zum Eigen- und Fremdkapital in der Elektrizitätswirtschaft – abgesehen von der Umsatzrendite – zwar kein Vergleich zwischen der Gesamt- und der Elektrizitätswirtschaft (vgl. Kap. 4.2.2) anstellen. Gleichwohl liefern die Zahlen einen Maßstab für die spätere Analyse der einzelwirtschaftlichen Situation der Big-4 (vgl. Kap. 4.3). Im Einzelnen ist von 2006 bis 2012 der *Eigenkapitalumschlag* (als Relation von Umsatz zu Eigenkapital) deutlich zurückgegangen, während die *Umsatzrendite* (Gewinn zu Umsatz) nur leicht angezogen hat. Infolgedessen ist die *Eigenkapitalrendite* (Gewinn zum eingesetzten Eigenkapital) spürbar um 5,5 Prozentpunkte auf immerhin noch 23,3 v.H. eingebrochen.⁹⁹ Dabei war die Verringerung des Eigenkapitalumschlags primär einem überproportional starken Anstieg des Eigenkapitals geschuldet. In Verbindung mit der hinter der Eigenkapitaldynamik deutlich zurückbleibenden Expansion des Fremdkapitaleinsatzes resultierte so auch ein Anstieg der *Eigenkapitalquote* (Eigenkapital zu Gesamtkapital). Bezieht man den realisierten Gewinn und den Zinsaufwand auf den gesamten Kapitaleinsatz, so vollzog auch die *Gesamtkapitalrendite* im Beobachtungszeitraum einen Rückgang von 0,6 Prozentpunkten auf 7,7 v.H.

4.2.2 Unternehmensentwicklung in der Elektrizitätswirtschaft

Bei der Interpretation der branchenspezifischen Zahlenangaben auf Basis der Werte des Statistischen Bundesamtes sind einige methodische Restriktionen zu berücksichtigen. Die Erhebungen der Statistikbehörde erstrecken sich grundsätzlich auf alle Unternehmen in der Elektrizitäts-, Gas-, Fernwärme- und Wasserversorgung (über 200.000 m³). Von uns wurden dabei die Daten der Unternehmen mit dem Schwerpunkt „*Elektrizitätsversorgung*“ ausgewertet. Dabei weist das Statistische Bundesamt ausdrücklich darauf hin, dass bei einem Teil der (Elektrizitäts-)Unternehmen (nicht bei allen!) Korrekturen vorgenommen wurden; und zwar dahingehend, dass die fachlichen Betriebsteile „Gas“, „Fernwärme“ und „Wasser“ anderen

⁹⁸ Mieten und Pachten implizieren aufgrund ihres Doppelcharakters, wie Zinsen und Personalaufwendungen, sowohl Kosten als auch Erträge aus dem Einsatz von Produktionsfaktoren. Die Wertschöpfung wird hier – in dieser Sichtweise – in Höhe der Miet- und Pachtaufwendungen zu niedrig ausgewiesen.

⁹⁹ Bei den in der Gesamtwirtschaft vorliegenden hohen *Eigenkapitalrenditen* zeigt sich übrigens die häufig anzutreffende Naivität, Forderungen nach Eigenkapitalrenditen in Höhe von 25 v.H., wie beispielsweise vom ehemaligen Vorstandssprecher der Deutschen Bank, Ackermann, erhoben, seien ökonomisch völlig unrealistisch und außerdem moralisch verwerflich.

Versorgungsbereichen zugeordnet sind. Zudem werden Geschäftsaktivitäten miterfasst, die nicht der Energie- oder Wasserversorgung dienen. Unberücksichtigt bleiben hingegen Zweigniederlassungen oder fachliche Unternehmensteile im Ausland. Mit anderen Worten: Da in der offiziellen Statistik Informationen zu Unternehmen mit *Schwerpunkt* Elektrizitätsversorgung – und somit teilweise auch das Nichtkerngeschäft – berücksichtigt werden, können punktuelle Verzerrungen nicht ausgeschlossen werden.

Generell bleibt außerdem zu beachten, dass die über den Beobachtungszeitraum nachgezeichnete Branchenentwicklung nicht nur eine Folge der *Liberalisierung und der Energiewende* ist. Schließlich überlagern sich in den Daten mehrere Faktoren in ihrer Wirkung. Dazu zählen insbesondere konjunkturelle Einflüsse, strukturelle Effekte und deren langfristige Folgewirkungen in der Umgestaltung der Energiewirtschaft Ostdeutschlands sowie technologische Entwicklungen. Korrelation und Kausalität sind bekanntermaßen nicht dasselbe. Darüber hinaus machte sich die Liberalisierung oftmals schon in den Daten vor 1998 bemerkbar, da die Unternehmen die Marktöffnung teilweise antizipiert haben und dem Management bei der *Umstrukturierung der EUVs* als „Begründungsmaske“ gegenüber der Politik und besonders gegenüber den Beschäftigten und ihren Mitbestimmungsvertretern dienten.

Bezogen auf die Unternehmenszahl zeigen die Daten, dass sich die Zahl der EVUs ab 1998, dem Jahr der einsetzenden *Liberalisierung*, von gut 1.200 zunächst auf etwas mehr als 900 EVUs im Jahre 2001 stark verringerte. Dies erklärt sich überwiegend aus einem *Abbau von Überkapazitäten*, verbunden mit Betriebsschließungen, und aus einem *Fusionsprozess*, der sich in markanter Form bei den großen Verbundmonopolisten, aber auch weniger spektakulär bei vielen Stadtwerken vollzog. Danach kam es zu einem kontinuierlichen Zuwachs auf weit über 1.300 EVUs in 2012. Der Anstieg dürfte erstens an den vielen *Stromvertriebsgesellschaften* und Stromhändlern liegen, die sich seitdem am Markt etablierten, und zweitens auch auf das „*Legal Unbundling*“ (vgl. Kap. 3.2) zurückzuführen sein. Außerdem hat es seit 2005 im Rahmen einer *Rekommunalisierung* 72 Stadtwerke-Neugründungen gegeben.¹⁰⁰

¹⁰⁰ Vgl. Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie, Stadtwerke-Neugründungen und Rekommunalisierungen, Energieversorgung in kommunaler Verantwortung, Wuppertal 2013.

Tab. 3: Wirtschaftliche Entwicklung der deutschen Elektrizitätswirtschaft von 1998 – 2012

Alle EVUs	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	1998 - 2012 ³⁾
Zahl Unternehmen	1.229	986	925	919	927	931	960	979	994	1.055	1.122	1.173	1.205	1.240	1.344	9,4
Beschäftigte	251.709	239.852	219.637	205.863	207.467	198.804	209.716	207.700	207.522	204.061	195.207	196.574	194.108	196.303	193.433	-23,2
Besch./Untern.	205	243	237	224	224	214	218	212	209	193	174	168	161	158	144	-29,7
Arbeitsvolumen	389.726	371.287	343.021	314.633	313.351	303.929	323.137	321.198	318.936	312.630	299.681	302.074	295.859	298.172	290.124	-25,6
Arbeitsstd./Besch.	1.548	1.548	1.562	1.528	1.510	1.529	1.541	1.546	1.537	1.532	1.535	1.537	1.524	1.519	1.500	-3,1
in Mio. EUR																
Umsatz	91.195	90.249	90.490	94.294	111.848	118.329	140.627	162.005	191.714	225.769	284.654	315.666	364.223	416.075	512.772	462,3
Bestands-VÄ/ akt. Eigenleistg.	592	618	608	433	370	414	359	470	524	438	429	371	588	672	608	2,7
Gesamtleistung (Bruttoprod.swert)	91.787	90867	91.098	94.727	112.218	118.743	140.986	162.475	192.238	226.207	285.083	316.037	364.811	416.747	513.380	459,3
Materialeinsatz	45.316	40.468	46.497	49.527	61.755	66.114	82.272	98.851	121.163	145.124	198.810	228.129	267.853	324.131	417.821	822,0
Rohrertrag	46.471	50.399	44.601	45.200	50.463	52.629	58.714	63.624	71.075	81.083	86.273	87.908	96.958	92.616	95.559	105,6
Rohetr. quote (v.H.)	50,6	55,5	49,0	47,7	45,0	44,3	41,6	39,2	37,0	35,8	30,3	27,8	26,6	22,2	18,6	-32,0
sonst. Vorleistg.1)	12.800	14.136	14.419	15.699	19.654	22.199	22.851	25.864	30.966	36.800	35.850	38.001	43.995	46.914	46.964	266,9
Bruttowertschöpfung. 2)	33.671	36.263	30.182	29.501	30.809	30.430	35.863	37.760	40.109	44.283	50.423	49.907	52.963	45.702	48.595	44,3
(Kostensteuern, Abgaben, Gebühren) - davon	4.266	4.698	4.086	4.002	4.448	4.522	4.957	5.073	4.964	5.246	4.947	5.197	5.647	5.405	5.227	32,4
Konzessionsabg.	3.047	3.010	2.998	3.086	3.255	3.119	3.332	3.388	3.391	3.416	3.463	3.737	3.976	k.A.	k.A.	30,5
Bruttowertschöpfung zu Faktorkosten1)	29.405	31.565	26.096	25.499	26.361	25.908	30.906	32.687	35.145	39.037	45.476	44.710	47.316	40.297	43.368	47,5
Abschreibungen	8.364	8.728	7.553	7.007	6.737	6.701	6.513	6.349	6.466	6.550	6.187	6.166	6.532	6.398	6.742	-19,4
Vorleist. quote (v.H.)	77,1	74,9	79,6	80,5	82,5	83,8	82,7	83,8	85,1	85,6	86,2	87,8	88,8	91,9	92,9	15,8
Nettowertschöpfung zu Faktorkosten1)	21.041	22.837	18.543	18.492	19.624	19.207	24.393	26.338	28.679	32.487	39.289	38.544	40.784	33.899	36.626	74,1
Wertsch. quote	22,9	25,1	20,4	19,5	17,5	16,2	17,3	16,2	14,9	14,4	13,8	12,2	11,2	8,1	7,1	-15,8
Personalaufwand	14.136	14.179	14.050	12.329	12.450	12.833	13.264	13.777	15.392	13.699	13.921	13.945	13.527	14.567	13.997	-1,0
Eink./Beschäftigten (inkl. AGA/Sozialv.)	56.160	59.116	63.969	59.889	60.010	64.551	63.247	66.331	74.170	67.132	71.314	70.940	69.688	74.207	72.361	28,8
Arb. kosten/Arb. std. inkl. AGA/Sozialv.	36,27	38,19	40,96	39,19	39,73	42,22	41,05	42,89	48,26	43,82	46,45	46,16	45,72	48,85	48,24	33,0
Zinsen	1.469	1.636	1.275	1.326	1.234	1.187	1.128	1.137	1.153	1.357	1.425	1.264	1.824	2.500	2.567	74,7
Miete/Pacht	920	967	817	1.472	1.136	1.294	2.120	2.288	2.429	3.989	3.589	3.737	3.836	3.993	3.901	324,0
Gewinn	4.516	6.055	2.401	3.365	4.804	3.893	7.881	9.136	9.705	13.442	20.354	19.598	21.597	12.839	16.161	257,9
Staat vor ErtragSt.	4.266	4.698	4.086	4.002	4.448	4.522	4.957	5.073	4.964	5.246	4.947	5.197	5.647	5.405	5.227	32,4
Lohnquote (v.H.)	67,2	62,1	75,8	66,7	63,4	66,8	54,4	52,3	53,7	42,2	35,4	36,2	33,2	43,0	38,2	-29,0
Mehrwertquote	32,8	37,9	24,2	33,3	36,6	33,2	45,6	47,7	46,3	57,8	64,6	63,8	66,8	57,0	61,8	29,0
Zinsquote (v.H.)	7,0	7,2	6,9	7,2	6,3	6,2	4,6	4,3	4,0	4,2	3,6	3,3	4,5	7,4	7,0	0,0
Pachtquote (v.H.)	4,4	4,2	4,4	8,0	5,8	6,7	8,7	8,7	8,5	12,3	9,1	9,7	9,4	11,8	10,7	6,3
Gewinnquote (v.H.)	21,5	26,5	12,9	18,2	24,5	20,3	32,3	34,7	33,8	41,4	51,8	50,8	53,0	37,9	44,1	22,7
Staatsquote vor Ertragssteuern (v.H.)	20,3	20,6	22,0	21,6	22,7	23,5	20,3	19,3	17,3	16,1	12,6	13,5	13,8	15,9	14,3	-6,0
Konzes. quote (v.H.)	14,5	13,2	16,2	16,7	16,6	16,2	13,7	12,9	11,8	10,5	8,8	9,7	9,7	k.A.	k.A.	k.A.
Umsatzrendite (v.H.)	5,0	6,7	2,7	3,6	4,3	3,3	5,6	5,6	5,1	6,0	7,2	6,2	5,9	3,1	3,2	-1,8
Arbeitsprod./ Beschäftigten	36.466	37.885	41.477	46.015	54.090	59.729	67.227	78.226	92.635	110.853	146.041	160.773	187.942	212.298	265.405	627,8
Arbeitsprod./ Arbeitsstunde	236	245	266	301	358	391	436	506	603	724	951	1.046	1.233	1.398	1.770	651,3
Arbeitsprod./ Wertschöpfung	54	62	54	59	63	63	75	82	90	104	131	128	138	114	126	133,8

1) exkl. Mieten und Pachten; 2) inkl. Mieten und Pachten; 3) in v.H. bzw. in PPK bei Ausgangsdaten in v.H.
Quelle: Statistisches Bundesamt, eigene Berechnungen

Während die Anzahl der EVUs mittlerweile um 9,4 v.H. über der zu Beginn der Liberalisierung liegt, ging die *Zahl der Beschäftigten* von 1998 bis 2012 um fast 60.000 drastisch zurück. Fast jeder *vierte Arbeitsplatz* wurde demnach in der Elektrizitätswirtschaft seit der Marktöffnung abgebaut. Allein im letzten Berichtsjahr verloren fast 3.000 Menschen ihren Job. Dadurch sank auch die durchschnittliche Zahl der Beschäftigten in einem EVU auf 144.

Dies verdeutlicht die insgesamt doch sehr *kleinteilige Angebotsstruktur der Energiewirtschaft*. Zugleich wird aber auch eine starke Heterogenität der Strukturen deutlich, erstreckt sich die „Landschaft“ der Strombranche doch von den Big-4 über große und sehr kleine Stadtwerke¹⁰¹ mit und ohne eigene Kraftwerke bis hin zu kleinsten reinen Stromhändlern.

Zur Bestimmung der *personellen Einsatzkapazität* ist aber eine reine Analyse der *Beschäftigtenzahlen* nicht ausreichend, sondern auch die *Arbeitszeit* spielt hier eine entscheidende Rolle. So bemisst sich das Arbeitsvolumen aus der Zahl der Beschäftigten multipliziert mit der durchschnittlichen Arbeitszeit je Beschäftigten.

Fast deckungsgleich zu den Beschäftigtenzahlen ging dabei von 1998 bis 2012 auch das *Arbeitsvolumen* in der Elektrizitätsbranche um über ein Viertel zurück, so dass sich die durchschnittliche Jahresarbeitszeit je Beschäftigten nur um 3,1 v.H. von 1.548 auf 1.500 Stunden verringerte. Bei unterstellten 44 Arbeitswochen im Jahr betrug somit die durchschnittliche Wochenarbeitszeit 34 Stunden.

Der starke Rückgang der Beschäftigung und des Arbeitsvolumens bewirkt in Verbindung mit dem gleichzeitigen Anstieg der Gesamtleistung eine exorbitante Steigerung der *Arbeitsproduktivität* in der Strombranche. Bezogen auf die erbrachte *Gesamtleistung*, den Bruttoproduktionswert, hat sich die Produktivität von 1998 bis 2012 sowohl bezogen auf die Beschäftigtenzahl als auch bezogen auf die geleisteten Arbeitsstunden mehr als versiebenfacht. Selbst nur bezogen auf die *Branchenwertschöpfung* und das erbrachte Arbeitsvolumen, also unter Nicht-Berücksichtigung aller Vorleistungsarbeiten, stieg die Arbeitsproduktivität in der Elektrizitätswirtschaft um fast 134 v.H.

Um die Zahl der Beschäftigten von 1998 zu halten, und nicht, wie geschehen, die Beschäftigung abzubauen, wäre vor dem Hintergrund der Produktivitätsentwicklung eine *kollektive Arbeitszeitverkürzung* auf 1.153 Jahresstunden pro Beschäftigten notwendig gewesen. Dies hätte einer 26-Stunden-Woche und damit einer Arbeitszeitverkürzung um 8-Wochen-Stunden entsprochen. Keiner in der Elektrizitätswirtschaft hätte seinen Arbeitsplatz verlieren müssen.

Eine solche Arbeitszeitverkürzung wäre zur *Beschäftigungssicherung*, vor dem Hintergrund der reichlich vorhandenen Gewinnmasse, ohne Probleme möglich gewesen. Denn die dazu notwendige *Arbeitszeitverkürzung bei vollem Lohnausgleich* in Höhe von 8 Stunden pro Woche multipliziert mit der Jahreszahl von 44 Arbeitswochen ergibt eine zu bezahlende Ausfall-

¹⁰¹ Manche Stadtwerke haben weniger als 20 Beschäftigte.

zeit je Beschäftigten von 352 Stunden im Jahr. Bei einem Stundensatz von 48,24 EUR (Arbeitnehmerentgelt inkl. Arbeitgeberanteil zur Sozialversicherung) bezogen auf das Jahr 2012 hätte sich hier maximal ein zusätzlicher Personalaufwand in Höhe von knapp 4,3 Mrd. EUR ergeben. Da der Branchengewinn 2012 bei gut 16 Mrd. EUR lag, wäre die Arbeitszeitverkürzung bei vollem Lohnausgleich ohne weiteres aus den Gewinnen zu finanzieren gewesen. Die *Gewinnquote* hätte sich *ceteris paribus* von 44,1 auf 32,4 v.H. verringert. Eine immer noch mehr als komfortable Gewinnausbeute bezogen auf die Wertschöpfung (siehe dazu weiter unten).

Aufgrund der enormen *Produktivitätserhöhungen* von 1998 bis 2012 wäre in der Elektrizitätswirtschaft auch ein überproportional großer *Preissenkungsspielraum* möglich gewesen. Die Endpreise sind aber, wie im Kap. 2.2.1 aufgezeigt, von 1998 bis 2012 entgegen jeglicher (idealtypischer) *Wettbewerbslogik* nicht gesunken, sondern gestiegen. Selbst wenn man dabei auf die *Stromherstellungspreise* fokussiert, und nur diese sind von den EVUs zu verantworten, bleibt die Entwicklung angesichts der rasanten Produktivitätssteigerungen überaus enttäuschend.

Im Ergebnis bedeutet dieser Tatbestand, dass bis 2012 trotz der anderslautender Ankündigungen im Zuge der Liberalisierung *keine scharfe Wettbewerbssituation in der Strombranche* gegeben war. Die erzielten Preise und realisierten Strommengen erlauben weiterhin *große Gewinnvolumina*. Die Zeiten der Spitzengewinne der Branche aus den Jahren 2008 bis 2010 in einer Größenordnung von teils über 20 Mrd. EUR scheinen zwar vorbei zu sein. Aber nach dem starken Einbruch im „Fukushima-Jahr“ 2011 haben sie sich wieder auf rund 16 Mrd. EUR erholt. Im Hintergrund hatten in 2012 die Umsätze 23 v.H. gegenüber dem Vorjahr zugelegt. Zwar ist der Materialeinsatz – und hier in erster Linie der Posten „fremdbezogene Energie und Wasser“ – im selben Zeitraum mit einer Rate von knapp 29 v.H. noch dynamischer gewachsen. Aufgrund der unterschiedlichen Ausgangsbasen verblieb aber ein Anstieg der verteilbaren Bruttowertschöpfung zu Faktorkosten von etwa 7,6 v.H. Während von dieser gewachsenen Verteilungsmasse für die Beschäftigten, die Empfänger von Mieten und Pachten und den Staat im Jahr 2012 weniger abfiel, profitierten die Fremdkapitalgeber, aber noch stärker die Shareholder. Bis 2012 kam es somit – allerdings unter zyklischen Schwankungen – trotz Liberalisierung zu einem *Gewinnanstieg um etwa 260 v.H.*

Betrachtet man im Rahmen einer differenzierten Analyse die *Marktabsatzseite*, so hat sich in der Elektrizitätswirtschaft von 1998 bis 2012 der *Umsatz* (also das Produkt aus Preisen und

Mengen) mit dem Faktor 5,6 erhöht. Dieser enorme Zuwachs verbleibt auch unter Berücksichtigung von Bestandsveränderungen und aktivierten Eigenleistungen in der *Gesamtleistung*. Die extreme Marktexpansion dürfte ihre Ursachen zum einen in der *Internationalisierungsstrategie der Big-4* haben. Gerade RWE und noch viel stärker E.ON haben sich im Zuge des *Europäischen Energiebinnenmarktes* zusätzliche Märkte innerhalb der EU, aber auch in Drittländern erobert. Hinzu kommen als Erklärung noch das Erschließen neuer Absatzmärkte bei Energiedienstleistungen und natürlich die skizzierten Preissteigerungen. Auffallend vor dem Hintergrund der Umsatzsteigerung ist dabei allerdings auch, dass der kostenseitige *Materialeinsatz*, noch viel stärker, nämlich mit dem Faktor neun, zulegte und dann teilweise in höheren – umsatzsteigernd wirkenden – Preisen weitergewälzt wurde.

Diese überaus starke Disproportion zwischen Umsatz und Materialaufwendungen ist überwiegend auf *gestiegene Brennstoffpreise* für Kohle und Gas zurückzuführen (vgl. Abb. 28). Jedenfalls stieg der Anteil des Materialeinsatzes, hinter dem sich im Wesentlichen die zur Verstromung eingesetzten *fossilen Brennstoffe* verbergen, an der Gesamtleistung von gut 49 v.H. (in 1998) auf über 81 v.H. (in 2012).

Damit konnten die EVUs die Verteuerung und den Mengeneinsatz an Brennstoffen, bei wesentlich erhöhter *Materialintensität* (Materialaufwand zu Gesamtleistung), offensichtlich nicht so über die Stromherstellungspreise abwälzen, dass der aus der Gesamtleistung verbleibende Rohertragsanteil hätte stabilisiert werden können. Der *Rohertrag*, als die erste grobe Erfolgsgröße der EVUs, stieg mit einer Verdoppelung deutlich weniger stark als die Gesamtleistung und der Umsatz. Die *Rohertragsquote* ging infolgedessen stark um etwa 32 Prozentpunkte zurück.

Im Gegensatz zum Materialaufwand und Umsatz legten die sonstigen von Lieferanten bezogenen *Vorleistungen* von 1998 bis 2012 nicht so stark zu.¹⁰² Trotzdem war das Wachstum auch hier mit dem Faktor 3,7 noch sehr hoch. Dafür gingen als Vorleistungskostenart aber die *Abschreibungen* im Untersuchungszeitraum um gut 19 v.H. zurück. Auch die in Relation zur Gesamtleistung gemessene *Abschreibungsquote*, die Ausdruck einer kapitalintensiven Produktion ist, verfiel stark von gut 9 v.H. (1998) auf nur noch gut 1 v.H. in 2012. Dies ist einer nur *geringen Investitionsbereitschaft* der EVUs in Kraftwerke und Netze geschuldet. In

¹⁰² Wir haben an dieser Stelle in Abgrenzung zum Statistischen Bundesamt den Posten „Mieten und Pachten“ aus den „Sonstigen Vorleistungen“ herausgerechnet und behandeln sie stattdessen als später verteilbares Faktoreinkommen aus dem Faktor „Boden“.

Summe kam es so in der Elektrizitätsbranche von 1998 bis 2012 zu einem fast kontinuierlichen Anstieg der *Vorleistungsquote* um knapp 16 Prozentpunkte.

Zieht man von der Gesamtleistung die Vorleistungen in der Elektrizitätswirtschaft ab, so erhält man die für jedes Unternehmen entscheidende *Netto-Wertschöpfung zu Faktorkosten*, die Ausdruck der jeweiligen *Leistungskraft der Unternehmen* ist. Zwischen 1998 und 2012 ist es hier in der Strombranche zu einem Plus von gut 74 v.H. gekommen. Die *Wertschöpfungsquote* – gemessen als Anteil der Nettowertschöpfung an der Gesamtleistung – ging dabei aber fast kontinuierlich und extrem um knapp 16 Prozentpunkte, zurück. Das heißt im Umkehrschluss, wie schon oben aufgezeigt, die *Vorleistungsquote* stieg im Gegenzug um jene 16 Prozentpunkte an entsprechend und der Anstieg der Wertschöpfung hielt bei weitem nicht mit dem Anstieg der Gesamtleistung mit. Der Grund liegt in der zum Umsatzwachstum fast doppelt so großen prozentualen Zunahme des Materialeinsatzes. Der *Verteilungsspielraum* innerhalb der Elektrizitätswirtschaft bzw. die relative interne Wertschöpfung ist dadurch von 1998 bis 2012 wesentlich enger geworden, was sich auch durch den *Rückgang der Wertschöpfungsquote* manifestiert.

Von der Nettowertschöpfung entfiel dabei im Jahr 1998 auf die *Besitzeinkommen* (Gewinn, Zins, Miete/Pacht) mit einer *Mehrwertquote* knapp ein Drittel. Zum Ende des Beobachtungszeitraums waren es rund 62 v.H. Dies ist ein Anstieg um 29 Prozentpunkte. Der seit der Liberalisierung und mit der Energiewende ausgelöste *Verteilungskampf zwischen Kapital und Arbeit* ist dabei eindeutig zu Gunsten des Kapitals entschieden worden. So verringerte sich der gesamte *Personalaufwand* in Anbetracht des Beschäftigtenabbaus und nominaler *Tarifabschlüsse, die weit unterhalb des verteilungsneutralen Spielraums* aus Produktivitäts- und Preissteigerungsrate im Beobachtungszeitraum lagen, von 1998 bis 2012 um 1 v.H. Gleichzeitig stiegen allerdings die Arbeitsentgelte der verbliebenen Beschäftigten um rund 29 v.H. und die Arbeitskosten je Arbeitsstunde um 33 v.H. Aber auch hier wurde nicht einmal im Geringsten an der realisierten Produktivitätssteigerung gekratzt. Im Vergleich der Entwicklung von Personalaufwand und Arbeitsproduktivität sind deshalb drei Befunde herauszustellen:

- ➔ Erstens sanken die mit Blick auf den Faktor Arbeit betriebswirtschaftlich entscheidenden *Lohnstückkosten* in der Strombranche um über 82 v.H.
- ➔ Zweitens ging die *Personalintensität* von gut 15 auf knapp 3 v.H. zurück.

- ➔ Drittens kam es in der Elektrizitätswirtschaft zu einer extremen *Umverteilung* der erzielten Wertschöpfungen zum *Nachteil der Arbeitseinkommen* und zu Gunsten der Besitzeinkommen (Gewinn, Zinsen, Miete und Pacht). Die Verteilung war hier nicht annähernd produktivitätsneutral. So verringerte sich die *Lohnquote* auf Basis der Nettowertschöpfung zu Faktorkosten zwischen 1998 und 2012 von rund 67 auf etwa 38 v.H.

Die Position der *Fremdkapitalgeber* im Verteilungskampf hat sich – gemessen am Anteil der Zinseinnahmen an der Nettowertschöpfung – über den Beobachtungszeitraum hinweg nicht verändert. Die niedrigeren Zinsen dürften durch einen höheren (vermuteten) *Verschuldungsgrad* in der Branche kompensiert worden sein. Heftig gestiegen ist dagegen die *Miet- und Pachtquote* von gut 4 auf knapp 11 v.H. 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.

Auch der *Staat* ist an der Wertschöpfung der Elektrizitätswirtschaft mit entsprechenden Staatsabgaben weit überproportional beteiligt, wobei die *Konzessionsabgabe* als Hauptbestandteil dieser Belastungsposition im Vergleich mit anderen Branchen eine Besonderheit darstellt. Die *Staatsquote* vor Ertragssteuern an der Wertschöpfung lag deshalb 1998 bei gut einem Fünftel. Sie ist aber bis 2012 auf gut 14 v.H. zurückgegangen.

Aufgrund fehlender Daten zum eingesetzten Eigen- und Fremdkapital können keine Rentabilitätsrechnungen vorgenommen werden. Eine Ausnahme bildet hier nur die *Umsatzrendite*, die den je Euro Umsatz verbleibenden Gewinnbeitrag für die Eigenkapitalgeber (Shareholder) bemisst (Gewinn in Relation zum Umsatz). *Dabei fällt die Umsatzrendite erstaunlicherweise im Vergleich zur Gesamtwirtschaft nicht signifikant höher aus.* Sie schwankte in der Elektrizitätswirtschaft in einer Spanne zwischen 2,7 v.H. im Jahr 2000 und bis zu 7,2 v.H. im Jahr 2008. Aber auch 2009, im schlimmsten Krisenjahr der Bundesrepublik Deutschland, lag die Umsatzrendite in der Strombranche noch bei 6,2 v.H. In der Gesamtwirtschaft betrug der Wert nur 3,4 v.H. Dafür stabilisierte sich in den Folgejahren die Rendite in der Gesamtwirtschaft auf Werte um leicht über 4 v.H., während sie in der Elektrizitätswirtschaft deutlich auf knapp über 3 v.H. zurückging.

Zusammenfassend kann als *Zwischenergebnis* der Längsschnittbetrachtung festgehalten werden:

- ➔ In der Elektrizitätswirtschaft war seit der Marktliberalisierung 1998 ein u.a. durch *internationale Expansion* der Big-4, durch das Erschließen neuer Energiedienstleistungen und durch Preissteigerungen ausgelöstes beträchtliches Umsatzwachstum zu verzeichnen.
- ➔ In Folge einer aber noch höheren Wachstumsrate bei den branchenbezogenen Vorleistungen verblieb die Expansion jedoch „nur“ bedingt als *Wertschöpfung* in der Strombranche und konnte daher auch nur bedingt an die dort eingesetzten Produktionsfaktoren, Arbeit, Boden und Kapital, verteilt werden. Die Vorleistungssteigerungen, in erster Linie zurückzuführen auf den Brennstoffeinsatz und die dabei gestiegenen Beschaffungsmarktpreise (vgl. Abb. 28, S.179), konnten nicht voll und damit auch nicht verteilungsneutral an den Absatzmärkten der EVUs über die *Stromherstellungspreise* erlöst werden. Die dargelegte Entwicklung der Strompreise unterstützt dies ebenso wie die nicht außergewöhnlich hoch ausfallende *Branchen-Umsatzrendite*.
- ➔ Die Konzessionen der EVUs bei der Weitergabe von Vorleistungskosten wurden aber letztlich mehr als aufgefangen durch die nur sehr begrenzte Weitergabe der intern erzielten Produktivitätsfortschritte. Diese haben sich die Shareholder der EVUs mehr oder weniger voll einverleibt, so dass im Gesamteindruck *nicht von einer wirklich scharfen Wettbewerbssituation* in der Strombranche gesprochen werden kann.
- ➔ Auffällig ist ferner ein tiefer Einbruch der *Wertschöpfung* und insbesondere des *Gewinns* im Jahr 2011. Hierbei fiel der Gewinn von knapp 21 auf rund 13 Mrd. EUR und die *Umsatzrendite* von 5,9 auf 3,1 v.H. Zwar hat sich anschließend aus Sicht der Shareholder die Lage wieder etwas stabilisiert. Die Gewinne sind 2012 um rund 3 Mrd. EUR im Vorjahresvergleich gestiegen. Eine halbe Mrd. EUR an Gewinnzuwachs wurde dabei aber durch Kürzungen beim Personalaufwand, mithin durch eine Verschärfung des internen Verteilungskampfes, mobilisiert. Die Daten lassen – vor allem auch in Verbindung mit nachfolgenden Erkenntnissen dieser Studie – vermuten, dass die *beschleunigte Energiewende* mit der Abschaltung der acht Atommeiler und dem Verdrängen der fossilen Kraftwerke durch EE erste Spuren in Form von zunehmendem Gewinndruck und verschärftem internen Verteilungskampf zwischen den Shareholdern und den Beschäftigten hinterlässt. Allerdings ist die Datenbasis seit 2011 zweifelsohne noch zu schmal, um verlässliche Trendaussagen treffen zu können.

- ➔ Eindeutig fest steht heute bereits dagegen, dass die *Beschäftigten* im *internen Verteilungskampf* um die realisierten Wertschöpfungen die ganz klaren Verlierer sind. Während sich die Gewinne mehr als verdoppelten, legten die Einkommen der in der Branche noch verbliebenen Beschäftigten nur um knapp 30 v.H. zu. Bestätigt sich der zunehmende Gewinnruck in den kommenden Jahren, ist davon auszugehen, dass der interne Verteilungskampf noch stärker zu Lasten der Belegschaft ausgefochten wird.

4.2.3 Vergleich der wirtschaftlichen Entwicklung in der Gesamt- und der Elektrizitätswirtschaft

Ein Gegenüberstellen der Branchenentwicklung mit der Gesamtwirtschaft (vgl. Tab. 2, S. 63 und Tab. 4, S. 75) ist, wie oben bereits erklärt, nur im Vergleichszeitraum von 2006 bis 2012 möglich.

Während der *Umsatz* in der Gesamtwirtschaft in diesem Zeitfenster um rund 24 v.H. expandierte, entwickelte er sich in der Strombranche mit einem Plus von ca. 168 v.H. wesentlich dynamischer. Auch die *Gesamtleistung*, der Bruttoproduktionswert, erhöhte sich in der Elektrizitätswirtschaft deutlich stärker als in der Gesamtwirtschaft.

Dafür nahm aber die *Materialintensität* für alle deutschen Unternehmen mit fast 3 Prozentpunkten weitaus weniger zu als in den EVUs (gut 18 PPK). Spiegelbildlich dazu ging in der Gesamtwirtschaft die Rohertragsquote merklich weniger stark zurück als in der Strombranche. Im Ergebnis zeigt dies, dass die Unternehmen außerhalb der Strombranche wohl wesentlich weniger Probleme mit der Materialkostenweitergabe in den Absatzpreisen hatten. Das gilt ebenso mit Blick auf die Vorleistungen insgesamt. Denn auch die gesamte *Vorleistungsquote* stieg in der Gesamtwirtschaft (1,5 PPK) spürbar schwächer als in der Elektrizitätswirtschaft (9,3 PPK).

Tab. 4: Wirtschaftliche Entwicklung aller Elektrizitätsunternehmen von 2006 -2012

in Mio. EUR	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2006-12 in v.H. bzw. PPK ⁴⁾
Umsatz	191.714	225.769	284.654	315.666	364.223	416.075	512.772	167,5
Bestandsveränd./akt. Eigenleistg.	524	438	429	371	588	672	608	16,0
Gesamtleistg. (Bruttoprod.wert)	192.238	226.207	285.083	316.037	364.811	416.747	513.380	167,1
Materialeinsatz	121.163	145.124	198.810	228.129	267.853	324.131	417.821	244,8
Materialintensität in v.H.	63,0	64,2	69,7	72,2	73,4	77,8	81,4	18,4
Rohertrag	71.075	81.083	86.273	87.908	96.958	92.616	95.559	34,4
Rohertragsquote in v.H.	37,0	35,8	30,3	27,8	26,6	22,2	18,6	-18,4
sonstige Aufwendungen 1)	30.966	36.800	35.850	38.001	43.995	46.914	46.964	51,7
Vorleistungsquote in v.H.	82,5	83,3	84,5	86,2	87,3	90,6	91,8	9,3
Bruttowertschöpfung 2)	40.109	44.283	50.423	49.907	52.963	45.702	48.595	21,2
Bruttowertschöpfung zu Faktork. 2)	35.145	39.037	45.476	44.710	47.316	40.297	43.368	23,4
Abschreibungen	6.466	6.550	6.187	6.166	6.532	6.398	6.742	4,3
Abschreibungsquote in v.H.	3,4	2,9	2,2	2,0	1,8	1,5	1,3	-2,1
Nettowertschöpfung	28.679	32.487	39.289	38.544	40.784	33.899	36.626	27,7
Wertschöpfungsquote in v.H.	14,9	14,4	13,8	12,2	11,2	8,1	7,1	-7,8
Personalaufwand	15.392	13.699	13.921	13.945	13.527	14.567	13.997	-9,1
Personalintensität in v.H.	8,0	6,1	4,9	4,4	3,7	3,5	2,7	-5,3
Zinsen	1.153	1.357	1.425	1.264	1.824	2.500	2.567	122,6
Miete/Pacht	2.429	3.989	3.589	3.737	3.836	3.993	3.901	60,6
Gewinn	9.705	13.442	20.354	19.598	21.597	12.839	16.161	66,5
Staatsabgaben vor ErtragsSt.	4.964	5.246	4.947	5.197	5.647	5.405	5.227	5,3
davon Konzessionsabgaben	3.391	3.416	3.463	3.737	3.976	k.A.	k.A.	k.A.
Staatsquote vor ErtragsSt. in v.H. 3)	17,3	16,1	12,6	13,5	13,8	15,9	14,3	-3,0
davon Konzessionsquote in v.H.	11,8	10,5	8,8	9,7	9,7	k.A.	k.A.	k.A.
Lohnquote in v.H.	53,7	42,2	35,4	36,2	33,2	43,0	38,2	-15,5
Mehrwertquote in v.H.	46,3	57,8	64,6	63,8	66,8	57,0	61,8	15,5
Zinsquote in v.H.	4,0	4,2	3,6	3,3	4,5	7,4	7,0	3,0
Pachtquote in v.H.	8,5	12,3	9,1	9,7	9,4	11,8	10,7	2,2
Gewinnquote in v.H.	33,8	41,4	51,8	50,8	53,0	37,9	44,1	10,3
Umsatzrendite	5,1	6,0	7,2	6,2	5,9	3,1	3,2	-1,9

1) exkl. Mieten und Pachten; 2) inkl. Mieten und Pachten; 3) als Anteil an der Nettowertschöpfung vor Abzug der „Staatsabgaben vor ErtragsSt.“; 4) in v.H. bzw. in PPK bei Ausgangsdaten in v.H.

Quelle: Statistisches Bundesamt, eigene Berechnungen

Dagegen liegen die Steigerungsraten bei der *Bruttowertschöpfung* nicht weit auseinander. Dafür fällt aber die *Nettowertschöpfungsquote* in der Elektrizitätswirtschaft im Niveau wesentlich niedriger aus als in der Gesamtwirtschaft. Und auch in der Dynamik ist der Rückgang von 2006 bis 2012 in der Strombranche (knapp 8 PPK) weit größer als bei allen deutschen Unternehmen (1,5 PPK).

Große Unterschiede ergeben sich auch im Personalaufwand. Während er in der Gesamtwirtschaft um über 16 v.H. zulegte und die *Personalintensität* (Personalaufwand zu Gesamtleistung) von ca. 16 v.H. auf gut 15 v.H. nur um 1 Prozentpunkt zurückging, verringerten sich die

Personalaufwendungen in den EVUs um über 9 v.H. Außerdem war hier die Personalintensität zu Beginn des Vergleichszeitraums nur halb so groß wie in der Gesamtwirtschaft und ging dennoch mit einem Minus von über 5 Prozentpunkten viel stärker zurück.

Insbesondere die in der Strombranche von den Endkunden einkassierte und an den Staat weitergeleitete *Konzessionsabgabe*, zu sehen als eine besondere „Betriebssteuer“ mit Wertschöpfungswirkung, erhöht in Relation zur Gesamtwirtschaft die *Staatsquote vor Ertragssteuern*. Während sie in der Gesamtwirtschaft zwischen 5,3 und 6,4 v.H. schwankte, bewegte sie sich in der Branche zwischen 12,6 und 23,5 v.H. Seit ihrem Höchstwert weist sie allerdings eine stark abnehmende Tendenz auf.

Die hohe Staatsquote an der Nettowertschöpfung belastet die Verteilungsmasse für die Bezieher von Löhnen, Gehältern und Mehrwertkomponenten überdurchschnittlich stark. Dabei ist die *Lohnquote* als Anteil der Löhne und Gehälter an der Nettowertschöpfung zu Faktorkosten auch vor dem Hintergrund der geringeren Personalintensität wesentlich niedriger als in der Gesamtwirtschaft. Außerdem reduzierte sich die Lohnquote in der Strombranche um 15,5 Prozentpunkte, wohingegen sie in der Gesamtwirtschaft nahezu unverändert blieb. Dies zeigt noch einmal den enorm hohen branchenspezifischen *Umverteilungsprozess* von den Arbeits- zu den Besitzeinkommen.

Die *Mehrwertquote, als Spiegelbild*, bewegt sich daher in der Elektrizitätswirtschaft auf einem wesentlich höheren Niveau als in der Gesamtwirtschaft. Sie stieg hier von gut 46 auf knapp 62 v.H; in der Gesamtwirtschaft veränderte sie sich hingegen kaum. Auch die *Gewinnquote* weist in den EVUs ein im Vergleich zur Gesamtwirtschaft deutlich höheres Niveau auf. Besonders in den Jahren 2008 bis 2010 wurden hier Quotenwerte von über 50 v.H. erzielt. Erst 2011 kam es mit der Gewinnhalbierung zu einem Rückgang der Gewinnquote auf knapp 38 v.H. Dennoch liegt der Anteil immer noch weit über dem Bundesdurchschnitt von etwa 20 v.H. und er hat zudem in 2012 auch wieder zugelegt.

Zusammenfassend resultiert aus dem *Vergleich zwischen der Gesamtwirtschaft und der Elektrizitätsbranche* von 2006 bis 2012:

- ➔ Die untersuchten Kennziffern weisen in der Elektrizitätsbranche wesentlich höhere Wachstumsraten beim Umsatz und der Gesamtleistung sowie, wenn auch hier nur gemäßigt, bei der Wertschöpfung ausweisen. Die *Wertschöpfungsquote* ging allerdings in der Strombranche weitaus spürbarer zurück als in der Gesamtwirtschaft. Dies zeigt

in der Relation zu allen deutschen Unternehmen den branchenweit vorzufindenden wesentlich stärkeren *Rückgang der Verteilungsmasse*.

- ➔ Dennoch standen die Shareholder 2012 in der Elektrizitätswirtschaft mit einer höheren Gewinnquote im internen Verteilungskampf besser da als die Shareholder in der Gesamtwirtschaft. Ohne hier die Kapitalrentabilitäten in der Strombranche messen zu können, waren hier die Gewinne in der Branche als Ganzes mehr als auskömmlich und auch die *Umsatzrendite* fiel im Vergleich zur Gesamtwirtschaft jedenfalls bis Ende 2010 nicht schlechter aus. Dies alles legt bisher nahe, dass zumindest bis 2010 das „Stöhnen“ der EVUs noch auf einem *hohen Gewinnniveau* stattfand und dass bis dahin weder die *Liberalisierung* und die staatliche Nachregulierung noch die *Energiewende* bei den Unternehmen aus der Elektrizitätswirtschaft existenzbedrohende Veränderungen bewirkt haben. Dabei ist aber zu berücksichtigen, dass dies einseitig auf dem Rücken der *Beschäftigten* ausgetragen wurde.
- ➔ Bei weiterhin attraktiv hohen Gewinnen zeichnen sich gleichwohl aus Sicht der Shareholder erste Anzeichen einer Eintrübung ihrer komfortablen Situation ab.

4.3 Wirtschaftlichkeitsanalyse der Big-4

Die bisherigen Befunde sollen nun vor dem Hintergrund der *einzelwirtschaftlichen (unternehmerischen) Ebene der Big-4* gespiegelt werden. Seit der *Liberalisierung* und der damit zur Abwehr eines aufkommenden Wettbewerbs eingeleiteten *Fusionierung* konnten RWE, EnBW und Vattenfall ihre insgesamt in den Markt gebrachte Stromabgabe gegenüber ihren Vorgängerunternehmen teilweise mehr als *verdoppeln* (vgl. Abb. 1, S. 4).

Bei vielen Ähnlichkeiten ergeben sich in der wirtschaftlichen Analyse, wie die nachfolgende Untersuchung zeigt, aber markant Unterschiede zwischen den vier Großkonzernen.

4.3.1 E.ON

Die heutige E.ON SE, Düsseldorf, ging aus dem Zusammenschluss der VIAG AG und der VEBA AG hervor, deren Unternehmensgeschichten jeweils bis in die 1920er Jahre zurückreichen. Die Zusammenlegung erfolgte in Form einer Verschmelzung der VIAG in die VEBA, die am 16. Juni 2000 mit Eintragung in das Handelsregister in E.ON AG umfirmiert wurde. Mit der bis dahin größten Industriefusion in Deutschland entstand eines der bedeutendsten

privaten Energie- bzw. Spezialchemieunternehmen der Welt.¹⁰³ Der VEBA-Verbund erzielte vor der Verschmelzung 1998 einen Konzernumsatz von rund 42,8 Mrd. EUR und war daran gemessen das viertgrößte Industrieunternehmen in Deutschland. Es beschäftigte etwa 117.000 Mitarbeiter. Die VIAG AG erwirtschaftete mit rund 86.000 Beschäftigten einen Konzernumsatz von ca. 25 Mrd. EUR.

Im Jahr 2002, drei Jahre nach den Fusionen, schrieben die beiden Vorsitzenden des Vorstands, Hartmann und Simon, an die Aktionäre:

„E.ON bewegt sich in *wettbewerbsintensiven und hoch dynamischen Märkten*. (...) Deshalb haben wir ein hohes Tempo vorgelegt, um E.ON *national und international* voranzubringen. Heute, noch nicht einmal drei Jahre nach der Fusion von VEBA und VIAG, haben wir die Ziele unserer Strategie ‚*Fokussierung und Wachstum*‘ bereits zum größten Teil erreicht. Das umfangreiche *Desinvestitionsprogramm* ist fast vollständig abgearbeitet. Unser Geschäftsportfolio ist jetzt klar auf das *Kerngeschäft Energie mit Strom und Gas* fokussiert. Auf dem Weg zum weltweit führenden Energiedienstleister hat E.ON mit den Akquisitionen von *Powergen* und *Ruhrgas* bahnbrechende Wachstumsschritte vollzogen. (...) Durch die Übernahme der britischen *Powergen* wurde E.ON vom führenden europäischen Energieversorger zu einem Global Player. Auf einen Schlag haben wir eine Spitzenposition im britischen Energiemarkt übernommen. Gleichzeitig verfügt E.ON mit der *Powergen-Tochter LG&E Energy* über eine starke Plattform für weitere Wachstumsschritte in den USA. (...) Der Erwerb von *Ruhrgas* ist ein strategischer Durchbruch für E.ON. Mit dieser Akquisition ergänzen wir unsere führende Stellung im *Strommarkt* um eine starke Position im *Gasgeschäft*. (...) Nicht nur große Akquisitionen bringen Wachstum. Auch mit kleineren Schritten nutzen wir konsequent unsere *Chancen in Europa*. (...) Im Fokus unserer Wachstumsstrategie für das europäische Ausland stehen die *Alpenregion, Zentraleuropa und Skandinavien*. (...) Der Ausbau von E.ON zu einem *globalen Energiedienstleister* war nur möglich, weil wir unsere Kräfte frühzeitig konzentriert haben. Seit der Fusion hat sich E.ON von insgesamt 13 Beteiligungen außerhalb des Energiegeschäfts getrennt und aus diesen Verkäufen über 33 Mrd. EUR Erlöst. (...) E.ON hat auch im vergangenen Jahr die *Chancen der Liberalisierung* entschlossen genutzt, um in neue Dimensionen vorzustoßen. In Europa haben wir wichtige Wachstumsziele erreicht; in den USA sind wir erfolgreich in den Markt eingetreten. Jetzt geht es vor allem darum, die erreichten Größenvorteile für nachhaltige Ertragssteigerungen zu nutzen und die Rentabilität der Beteiligungen von Synergien weiter zu erhöhen. E.ON hat darüber hinaus noch erheblichen *Spielraum für weitere Wachstumsschritte* zum wertsteigernden Ausbau der Marktpositionen im In- und Ausland.“¹⁰⁴

Was ist aus dieser „vollmundig“ angekündigten Strategie geworden? Ende 2013 beschäftigte E.ON SE, zu dem im Inland 115 und im Ausland 228 voll- oder teilweise beteiligte und bilanziell konsolidierte Unternehmen gehören, nur noch gut 62.000 Mitarbeiter (Frauenanteil 28,6 v.H., Anteil Frauen in Führungspositionen 14 v.H.) und erzielte einen Umsatz von 122,5 Mrd.

¹⁰³ Zur Entstehungsgeschichte und zur Herausbildung der Unternehmensstrategie von E.ON vergleiche ausführlich Bontrup, H.-J./Marquardt, R.-M., *Kritisches Handbuch der deutschen Elektrizitätswirtschaft*, a.a.O., S. 184-198.

¹⁰⁴ Hartmann, U., Simon, W., E.ON Geschäftsbericht 2002, S. 4-7.

EUR. Dabei belief sich der *Stromabsatz* auf 704,4 Mrd. kWh (2002: 250,6 Mrd. kWh) und der *Absatz mit Gas* auf 1.091,7 Mrd. kWh. Die eigene Stromerzeugung lag bei 245,2 Mrd. kWh, wovon 30,8 Mrd. kWh (12,6 v.H.) auf *Erneuerbare Energien* entfielen. Im Jahr 2002 betrug die eigene Stromerzeugung noch 155,7 Mrd. kWh und der Anteil der Erneuerbaren lag bei 17,7 Mrd. kWh (11,4 v.H.).

Der *Umsatzanteil von Strom* am Gesamtumsatz von E.ON lag 2013 bei 48,1 v.H. Fast gleich groß mit 47,4 v.H. fiel der Umsatzanteil Gas aus.

Bei einem *Gesamtkapitaleinsatz* von 130,7 Mrd. EUR, davon eigenes Kapital 36,4 Mrd. EUR (27,8 v.H.), war der E.ON Konzern zum 31.12.2013 mit fast 32 Mrd. EUR (87,9 v.H. bezogen auf das Eigenkapital) verschuldet. Im Jahr 2002 beliefen sich die *Nettoschulden* bei einem Eigenkapital von 25,7 Mrd. EUR noch auf 13,9 Mrd. EUR (54,1 v.H.).

Ab 2013 wurde die E.ON AG in eine *Societas Europaea* (Europäische Aktiengesellschaft) umgewandelt. Die E.ON SE ist damit eine Aktiengesellschaft nach EU-Recht. Begründet wurde der Schritt damit, dass mittlerweile von allen E.ON-Mitarbeitern, Kunden und Aktionären rund die Hälfte nicht mehr aus Deutschland, sondern aus anderen europäischen Ländern stammt. Auch biete die neue Rechtsform die Möglichkeit einer *effizienteren Führung* des international agierenden Unternehmens.

Von der Umwandlung ist auch die *Mitbestimmung* betroffen. Ab 2013 gilt nicht mehr das deutsche Mitbestimmungsgesetz von 1976, sondern das Mitbestimmungsrecht innerhalb der Europäischen Aktiengesellschaft. E.ON bleibt dabei unternehmensrechtlich ein *mitbestimmtes Unternehmen*, wobei man sich für ein duales System entschieden hat. Der Aufsichtsrat wurde aber von 20 Mitgliedern auf 12 Mitglieder (davon 3 Frauen, Frauenanteil 25 v.H.) verkleinert. Wie im Mitbestimmungsgesetz von 1976 hat auch hier der AR-Vorsitzende bei Pattabstimmungen ein *Doppelstimmrecht*, so dass nur eine unternehmerische *Scheinmitbestimmung* vorliegt. Die *Aufsichtsratsbezüge* beliefen sich 2013 insgesamt auf 3,2 Mio. EUR (durchschnittlich je Mitglied 246.000 EUR).

Der *Konzern-Vorstand*¹⁰⁵ setzt sich aus sechs Mitgliedern zusammen. Darunter ist keine Frau. Einen explizit ausgewiesenen *Arbeitsdirektor*, der nur für das Personalressort zuständig ist, gibt es nicht. Offensichtlich teilen sich der Vorsitzende des Vorstands (zuständig für die *Füh-*

¹⁰⁵ Insgesamt waren 2013 im Konzern 205 Vorstände und Geschäftsführer beschäftigt.

runungskräfte) und ein Vorstandsmitglied (auch zuständig für Personal) diese Position. Dies ist eine personalwirtschaftlich suboptimale Organisation.

Die *Gesamtbezüge des Vorstands* lagen 2013 bei 18,5 Mio. EUR. Davon erhielt der Vorsitzende des Vorstands, *Johannes Teyssen*, allein knapp 5,7 Mio. EUR. In den Bezügen sind keine Pensionsansprüche und sonstige Leistungen wie u.a. Auto und Fahrer enthalten. Das „nackte“ Einkommen des Vorstandsvorsitzenden betrug dabei 2013 das 76-fache des durchschnittlichen Einkommens eines E.ON-Beschäftigten, das bei gut 75.000 EUR lag.¹⁰⁶ *Ehemalige Vorstände und ihre Hinterbliebenen* erhielten 14,5 Mio. EUR. Für Vorstandspensionen waren 2013 insgesamt 158 Mio. EUR zurückgestellt. Die gesamten *Pensionsrückstellungen* für die Belegschaft lagen zum 31.12.2013 bei 3,4 Mrd. EUR.

In einem Brief an die *Aktionäre* der E.ON SE schreibt der Vorstandsvorsitzende Teyssen für das Jahr 2013:

„...auch im Jahr 2013 mussten wir wieder in schwierigem Fahrwasser manövrieren. Obwohl wir das Geschäftsjahr mit einem Ergebnis im Rahmen der Erwartungen abschließen konnten, spiegeln sich darin dennoch erhebliche Belastungen durch unser *wirtschaftliches und regulatorisches Umfeld* wider. (...) Richten wir den Blick nach vorne, müssen wir nüchtern feststellen, dass es wenig Anzeichen dafür gibt, dass sich das *Marktumfeld* schnell und spürbar verbessern wird. Wir haben schon früh klar erkannt, dass das Ausmaß der *anhaltenden Marktverwerfungen* nicht von heute auf morgen auszugleichen sein würde. Deshalb haben wir bereits 2011 unser *Programm E.ON 2.0* gestartet, mit dem wir nachhaltig und konzernweit unsere Kosten senken und unsere Effizienz spürbar verbessern. (...) *Marktverwerfungen* und *politische Eingriffe* treffen insbesondere unsere *konventionelle Erzeugung* in Europa schwer. Im Jahr 2013 stand daher die *Verbesserung der Wirtschaftlichkeit* in diesem Teil unseres operativen Geschäfts ganz oben auf unserer Agenda. (...) Zu diesem Zweck überprüfen wir laufend und äußerst kritisch die *Rentabilität jeder einzelnen Anlage*. Im Ergebnis haben wir bisher die *Stilllegung von fast 13 GW Kapazität* beschlossen. Dies entspricht mehr als einem Viertel unserer gesamten konventionellen Flotte in Europa. (...) Neben den zahlreichen operativen Anstrengungen haben wir auch unser Portfolio weiter optimiert. Rund 20 Mrd. EUR haben wir inzwischen aus der *Veräußerung* von nicht mehr strategischen Beteiligungen erlöst und damit das ursprüngliche Ziel von 15 Mrd. EUR weit übertroffen. Unsere erfolgreichen *Desinvestitionen* verschaffen uns dabei nicht nur finanziellen Spielraum, sondern erlauben uns auch eine stärkere Fokussierung auf die Herausforderungen und Chancen in unseren *Kerngeschäften*. Trotz all dieser Anstrengungen wissen wir, dass wir auch in den nächsten Jahren aus unserem laufenden Geschäft nur *begrenzte Mittel für neue Investitionen* erwirtschaften können. Gegenüber 2013 werden wir in den Folgejahren daher zu einer sehr deutlichen *Reduktion unserer Investitionen* kommen. Neben den notwendigen Investitionen für Instandhaltung und

¹⁰⁶ Ist dieses 76-fache Einkommen schon verantwortungslos, so lag das Einkommen des Vorstandsvorsitzenden Winterkorn (VW-Konzern), der Spitzenverdiener unter den Vorstandsvorsitzenden der 30 Dax-Konzerne, 2013 mit 15 Mio. EUR sogar um das 400-fache über dem Einkommen eines VW-Beschäftigten. Vgl. Thomas-Wenzel, F., Winterkorn bei Gehalt spitze, in: Frankfurter Rundschau vom 21. März 2014, S. 1. Zur grundsätzlichen wirtschaftlichen Beurteilung von Managergehältern vgl. Bontrup, H.-J., Verteilungsgerechtigkeit am Beispiel von Managergehältern, in: WISO, Wirtschafts- und Sozialpolitische Zeitschrift, 31. Jg., Heft 3/2008, S. 69-90.

Netze setzen wir dabei insbesondere auf den Ausbau von *Wachstumsgeschäften wie erneuerbaren und dezentralen Energielösungen*. (...) Schließlich bauen wir konsequent *neue Geschäfte* außerhalb unserer bisherigen Märkte auf. Die neuen Geschäfte tragen teilweise bereits Früchte, wie in Russland. Im nachhaltig wachsenden Energiemarkt Türkei haben wir uns 2013 eine sehr starke Marktposition erarbeitet.¹⁰⁷

Von der optimistischen Beschreibung der Zukunft von E.ON aus dem Jahr 2002 ist offensichtlich nicht mehr viel übrig geblieben (vgl. Tab. 5). Die eher *pessimistische Beschreibung* der wirtschaftlichen Zukunft des jetzigen Vorstands von E.ON deutete sich bereits 2011 mit einem *Verlust* in Höhe von fast 1,9 Mrd. EUR an. Im Jahr 2013 gingen die *Umsatzerlöse* gegenüber 2012 um 7,3 v.H. zurück und die *Gesamtleistung* um 6,7 v.H. Dennoch konnte der Gewinn um gut 1 Mrd. EUR, das war eine Gewinnsteigerung zum Vorjahr um 56,3 v.H., aufgrund der umgesetzten *Kostensenkungsprogramme, insbesondere durch einen radikalen Personalabbau um 12.572 Mitarbeiter (-16,8 v.H.)*, gesteigert werden. Die *Arbeitsproduktivität* legte dabei – trotz einer verringerten Leistung – um 12,1 v.H. zu, während der Personalaufwand um 8,8 v.H. sank. Die verbliebene Belegschaft konnte dagegen ihr Einkommen im Durchschnitt um 9,6 v.H. steigern. Die *Lohnquote* ging trotzdem von 53,6 auf 46,3 v.H. zurück und die *Gewinnquote* stieg von 19,3 auf 28,5 v.H. Dagegen verharrte die *Eigenkapitalrentabilität* vor Ertragsteuern bei knapp 9 v.H. auf niedrigem Niveau. Auch die *Investitionen* und das *Eigenkapital* schrumpften, dafür gingen aber die *Finanzverbindlichkeiten* um 10,3 v.H. auf gut 23 Mrd. EUR zurück. Die Aktionäre wurden mit einer *Gewinnausschüttungsquote* von fast 100 v.H. befriedigt.

Insgesamt zeigt eine Ex-post-Betrachtung der wirtschaftlichen Entwicklung des E.ON Konzerns von 2002 bis 2013 eine extreme Steigerung der *Nettoumsatzerlöse* um 239,0 v.H. Auch die *Gesamtleistung* nahm um 229,4 v.H. zu. Dies ist aber weitgehend einem Kauf von Marktanteilen im Ausland geschuldet. Fast doppelt so stark wie die Erlöse stieg jedoch der *Materialaufwand*, nämlich um 491,0 v.H. Hohe Preissteigerungen bei den *Brennstoffkosten* zeichnen dafür verantwortlich. Diese konnten an den Absatzmärkten in den Verkaufspreisen für Strom und Gas nicht voll weitergegeben werden. Dadurch sank als relative Ertragsgröße, die *Rohertragsquote* um 35,8 Prozentpunkte enorm stark ab und in gleicher Höhe stieg die *Materialintensität*. Durch eine Zunahme der weiteren Vorleistungspositionen *Abschreibungen* um 78,9 v.H., und der *sonstigen Aufwendungen* um 140,0 v.H., verringerte sich die *Wertschöpfung* von gut 15 Mrd. EUR, um 33,0 v.H., auf nur noch gut 10 Mrd. EUR. Die *Wertschöpfungsquote* ging in Folge kräftig um 29,7 Prozentpunkte zurück.

¹⁰⁷ Teyssen, J., in: Geschäftsbericht E.ON 2013, S. 2-3.

Tab. 5: Wirtschaftliche Entwicklung E.ON Konzern

in Mio. EUR	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	kumu- liert	2002-13 in v.H. bzw. PPK
Umsatzerlöse	37.059	46.364	49.103	56.399	67.759	70.761	88.885	83.718	94.812	115.046	133.997	124.214		235,2
Erdgas/Stromsteuer	933	3.823	4.358	4.545	3.562	2.030	2.132	1.901	1.949	2.092	1.904	1.764		89,1
Nettoumsatzerlöse	36.126	42.541	44.745	51.854	64.197	68.731	86.753	81.817	92.863	112.954	132.093	122.450		239,0
Bestandsveränderungen	0,0	0	0	0	0	22	27	43	82	-16	61	-22		
aktivierte Eigenleistungen	0	0	0	0	0	517	526	532	588	519	381	375		
Betriebliche Erträge	4.433	5.075	6.656	7.569	8.232	7.776	15.454	24.961	15.961	13.785	10.845	10.767		142,9
Gesamtleistung (Bruttoproduktionswert)	40.559	47.616	51.401	59.423	72.429	77.002	102.706	107.267	109.330	127.274	143.258	133.614	1.071.879	229,4
Materialaufwand	18.287	28.848	29.184	35.364	47.190	50.223	66.419	62.087	73.575	97.827	115.285	108.083		491,0
Materialintensität in v.H.	45,1	60,6	56,8	59,5	65,2	65,2	64,7	57,9	67	77	80	81		35,8
Rohertrag	22.272	18.768	22.217	24.059	25.239	26.779	36.287	45.180	35.755	29.447	27.973	25.531	339.507	14,6
Rohertragsquote in v.H.	54,9	39,4	43,2	40,5	34,8	34,8	35,3	42,1	32,7	23,1	19,5	19,1		-35,8
Abschreibungen	2.948	2.908	2.494	2.650	2.722	4.597	6.890	3.981	6.457	7.081	5.078	5.273	53.079	78,9
Sonstige Aufwendungen	4.225	2.984	4.921	5.874	9.080	9.724	20.337	22.603	13.597	17.656	13.307	10.138		140,0
Wertschöpfung	15.099	12.876	14.802	15.535	13.437	12.458	9.060	18.596	15.701	4.710	9.588	10.120	151.982	-33,0
Wertschöpfungsquote in v.H.	37,2	27,0	28,8	26,1	18,6	16,2	8,8	17,3	14,4	3,7	6,7	7,6		-29,7
Personalaufwand	6.465	4.908	4.712	4.579	4.573	4.597	5.130	5.357	5.281	5.947	5.138	4.687	61.374	-27,5
Arbeitskosten/Beschäftigten in EUR	64.681	78.268	66.443	60.913	56.841	52.349	54.844	60.718	62.053	75.384	68.680	75.306		16,4
Mehrwert	8.634	7.968	10.090	10.956	8.864	7.861	3.930	13.239	10.420	- 1.237	4.450	5.433	90.608	-37,1
Mehrwert/Beschäftigten in EUR	86.381	127.065	142.277	145.744	110.176	89.518	42.015	150.056	122.437	-15.680	59.483	87.293		1,1
Zinsen	1.400	1.885	1.799	1.783	1.937	1.986	3.052	2.850	2.956	2.810	2.603	2.546	27.607	81,9
Miete/Pacht/Leasing	133	100	107	102	98	114	120	124	147	150	150	156	1.501	17,3
Gewinn	7.101	5.983	8.184	9.071	6.829	5.761	758	10.265	7.317	-4.197	1.697	2.731	61.500	-61,5
Modifiziertes Finanz- u. Beteiligungsergebnis	-7.805	-445	-1.385	-1.873	-1.148	3.809	1.717	1.404	1.599	1.136	1.467	319	-1.205	
Jahresergebnis vor Gewinnsteuern	-704	5.538	6.799	7.198	5.681	9.570	2.475	11.669	8.916	-3.061	3.164	3.050	60.295	
Gewinnsteuer	-645	1.124	1.947	2.276	323	2.289	863	2.976	1.946	-1.036	710	703	13.476	
Jahresergebnis nach Gewinnsteuern	-59	4.414	4.852	4.922	5.358	7.281	1.612	8.693	6.970	-2.025	2.454	2.347	46.819	
Gewinnausschüttungen	1.523	1.621	1.598	1.794	4.856	2.447	2.937	3.156	3.101	3.066	2.102	2.343	30.544	
Anteil Gewinnausschüttungen in v.H.	k.A.	36,7	32,9	36,4	90,6	33,6	182,2	36,3	44,5	k.A.	85,7	99,8	65,2	
Verteilungsquoten (in v.H.)														
Lohnquote	42,8	38,1	31,8	29,5	34,0	36,9	56,6	28,8	33,6	126,3	53,6	46,3		3,5
Mehrwertquote	57,2	61,9	68,2	70,5	66,0	63,1	43,4	71,2	66,4	-26,3	46,4	53,7		-3,5
Zinsquote	9,3	14,6	12,2	11,5	14,4	15,9	33,7	15,3	18,8	59,7	27,1	25,2		15,9
Miet/Pacht/Leasingquote	0,9	0,8	0,7	0,7	0,7	0,9	1,3	0,7	0,9	3,2	1,6	1,5		0,7
Gewinnquote	47,0	46,5	55,3	58,4	50,8	46,2	8,4	55,2	46,6	-89,1	17,7	27,0		-20,0
Beschäftigung/Produktivitäten														
Beschäftigte*	99.952	62.708	70.918	75.173	80.453	87.815	93.538	88.227	85.105	78.889	74.811	62.239		-37,7
Arbeitsproduktivität in EUR	40.578	75.933	72.479	79.048	90.026	87.687	109.801	121.581	128.465	161.333	191.493	214.679		429,0
Kapitalintensität in EUR	113.119	178.366	160.836	168.361	158.145	156.345	167.894	173.004	179.638	193.781	187.708	210.037		85,7
Auszubildende	4.481	2.261	2.224	2.174	2.280	2.656	2.705	2.556	2.501	2.466	2.126	1.534		-65,8
Ausbildungsquote in v.H.	4,5	3,6	3,1	2,9	2,8	3,0	2,9	2,9	2,9	3,1	2,8	2,5		-2,0

*ohne Vorstände/Geschäftsführer und Auszubildende

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	kumu- liert	2002-13 in v.H. bzw. PPK
Vermögensstruktur (in Mio. EUR)														
Anlagevermögen	78.000	78.630	79.068	82.497	89.887	99.486	98.245	102.403	95.975	90.461	84.907	81.689		4,7
davon Sachanlagen	41.989	42.836	43.563	41.323	42.712	48.552	56.526	60.787	60.870	55.869	54.173	50.270		19,7
Kumul. Sachanlagen	94.204	93.550	96.948	93.842	96.288	104.265	114.956	121.449	123.498	117.999	113.259	107.085		13,7
Kumul. Abschreibungen	52.215	50.714	53.385	52.519	53.576	55.713	58.526	60.662	62.628	62.130	59.086	56.815		8,8
Umlaufvermögen	35.065	33.220	34.994	44.065	37.345	37.808	58.800	50.233	56.906	62.411	55.519	49.036		39,8
Gesamtvermögen	113.065	111.850	114.062	126.562	127.232	137.294	157.045	152.636	152.881	152.872	140.426	130.725		15,6
Anlagevermögen/Umlaufvermögen in v.H.	222,4	236,7	225,9	187,2	240,7	263,1	167,1	203,9	168,7	144,9	152,9	166,6		-55,9
Anlagevermögen/Gesamtvermögen in v.H.	69,0	70,3	69,3	65,2	70,6	72,5	62,6	67,1	62,8	59,2	60,5	62,5		-6,5
Nettoinvestitionen	3.247	2.660	2.712	2.990	4.083	6.916	8.996	8.376	7.904	6.216	6.379	4.574	65.053	
Investitionsquote in v.H.	3,4	2,8	2,8	3,2	4,2	6,6	7,8	6,9	6,4	5,3	5,6	4,3		0,8
Abschreibungsquote in v.H.	3,1	3,1	2,6	2,8	2,8	4,4	6,0	3,3	5,2	6,0	4,5	4,9		1,8
Investitionsdeckung in v.H.	90,8	109,3	92,0	88,6	66,7	66,5	76,6	47,5	81,7	113,9	79,6	115,3		24,5
Anlagenabnutzungsgrad in v.H.	55,4	54,2	55,1	56,0	55,6	53,4	50,9	49,9	50,7	52,7	52,2	53,1		-2,4
Kapitalstruktur (in Mio. EUR)														
Eigenkapital	25.653	29.774	33.560	44.484	47.845	55.130	38.427	43.955	45.585	39.613	38.819	36.385		41,8
Fremdkapital	87.412	82.076	80.502	82.078	79.387	82.164	118.618	108.681	107.296	113.259	101.607	94.340		7,9
davon														
Finanzverbindlichkeiten	24.850	21.787	20.301	14.362	13.399	21.464	41.058	37.777	32.491	29.914	25.944	23.260		-6,4
Rückstellungen	34.309	34.206	34.242	33.862	31.977	24.955	27.017	26.407	28.581	30.657	32.648	31.260		-8,9
davon Pensionen	9.163	7.442	8.589	8.720	3.769	2.890	3.559	2.884	3.250	3.245	4.890	3.418		-62,7
Verbindlichkeiten LuL	3.620	3.778	3.662	5.288	5.305	5.311	4.477	5.925	5.016	4.871	5.459	5.629		55,5
Sonstige Verbindlichkeiten	24.633	22.305	22.297	28.566	28.706	30.434	46.066	38.572	41.208	47.817	43.015	39.820		61,7
Gesamtkapital	113.065	111.850	114.062	126.562	127.232	137.294	157.045	152.636	152.881	152.872	140.426	130.725		15,6
Eigenkapitalquote (in v.H.)	22,7	26,6	29,4	35,1	37,6	40,2	24,5	28,8	29,8	25,9	27,6	27,8		5,1
Statischer Verschuldungsgrad in v.H.	29,3	36,3	41,7	54,2	60,3	67,1	32,4	40,4	42,5	35,0	38,2	38,6		9,2
Anspannungsgrad in v.H.	77,3	73,4	70,6	64,9	62,4	59,8	75,5	71,2	70,2	74,1	72,4	72,2		-5,1
Einfacher Cash Flow	2.889	7.322	7.346	7.572	8.080	11.878	8.502	12.674	13.427	5.056	7.532	7.620		163,8
Innenfinanzierungsquote in v.H.	89,0	275,3	270,9	253,2	197,9	171,7	94,5	151,3	169,9	81,3	118,1	166,6		77,6
Eigenkapitalrendite vor GewinnSt. in v.H.	-2,7	18,6	20,3	16,2	11,9	17,4	6,4	26,5	19,6	-7,7	8,2	8,4		11,1
Eigenkapitalrendite nach GewinnSt. in v.H.	-0,2	14,8	14,5	11,1	11,2	13,2	4,2	19,8	15,3	-5,1	6,3	6,5		6,7
Umsatzrendite in v.H.	-1,9	13,0	15,2	13,9	8,8	13,9	2,9	14,3	9,6	-2,7	2,4	2,5		4,4
Gesamtkapitalrendite in v.H.	0,6	6,6	7,5	7,1	6,0	8,4	3,5	9,5	7,8	-0,2	4,1	4,3		3,7
Fremdkapitalzinslast	1,6	2,3	2,2	2,2	2,4	2,4	2,6	2,6	2,8	2,5	2,6	2,7		1,1
Gesamtkapitalumschlag	0,3	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,6	0,5	0,6	0,7	0,9	0,9		0,6
Eigenkapitalumschlag	1,4	1,4	1,3	1,2	1,3	1,2	2,3	1,9	2,0	2,9	3,4	3,4		2,0

Quelle: Auswertung diverser Geschäftsberichte E.ON, eigene Berechnungen

Wie wurde diese Wertschöpfung bei E.ON zwischen 2002 und 2013 zwischen *Kapital* und *Arbeit* verteilt? Die jahresdurchschnittliche Wertschöpfungsquote lag nur bei 14,2 v.H. und damit weit unter dem Wert der Gesamt- und der Elektrizitätswirtschaft. Die *Lohnquote* stieg von 42,8 auf 46,3 v.H. um 3,5 Prozentpunkte und die *Mehrwertquote* nahm von 57,2 auf 53,7 v.H. in gleicher Höhe ab. Dies hatte aber für die Belegschaft einen hohen Preis. Die *Beschäftigung* reduzierte sich von 99.952, um 37,7 v.H., auf 62.239 Mitarbeiter. Gleichzeitig wurde die *Zahl der Auszubildenden* sogar um 65,8 v.H. abgebaut. Der gesamte *Personalaufwand* sank dadurch um 27,5 v.H. Trotzdem konnten von 2002 bis 2013 die *Einkommen*¹⁰⁸ der verbliebenen Beschäftigten von durchschnittlich 64.681 auf 75.306 EUR um 16,4 v.H. steigen. Der von den Beschäftigten erarbeitete *Mehrwert pro Mitarbeiter* lag dabei, bis auf das Jahr 2011 mit einem negativen Mehrwert, stark schwankend immer über dem Einkommen der Beschäftigten. Dennoch fiel der Anstieg des Mehrwerts je Beschäftigten mit einem Plus von 1,1 v.H. quasi stagnierend aus.

Die *Fremdkapitalgeber* erhielten von der Wertschöpfung mit 27,6 Mrd. EUR einen Anteil von 18,2 v.H. und am Mehrwert von 30,5 v.H.

Die *Grundeigentümer* kamen mit ihren erhaltenen Mieten/Pachten auf insgesamt 1,5 Mrd. EUR. Dies entsprach einer Quote bezogen auf die Wertschöpfung von knapp einem Prozent und bezogen auf den Mehrwert von 1,5 v.H.

Die *Eigenkapitalgeber* (Shareholder) konnten in kumulierter Betrachtung von 2002 bis 2013 insgesamt 61,5 Mrd. EUR an Gewinn verbuchen, mithin so viel wie der gesamte Personalaufwand. Von der Wertschöpfung erhielten sie dabei 40,5 v.H. und vom Mehrwert waren es sogar 67,9 v.H. Die *Gewinnausschüttungen* an die Shareholder beliefen sich auf 30,5 Mrd. EUR. Das entsprach einer durchschnittlichen *Ausschüttungsquote* von 65,2 v.H.

Auch die *Eigen- und Gesamtkapitalrenditen* erreichen hohe Werte auf dem Niveau der Gesamtwirtschaft. Die *Umsatzrendite* fällt im Vergleich zur Gesamtwirtschaft sogar wesentlich höher aus. Positiv auf die Renditen hat sich dabei die Relation von *Arbeitsproduktivität* und *Kapitalintensität* ausgewirkt. Die Kapitalintensität stieg bei E.ON im Untersuchungszeitraum um 85,7 v.H., während die Arbeitsproduktivität um 429,0 v.H. zulegte. Selbst bei einer unterstellten konstanten Lohnquote wäre es dadurch zu einem enormen Zuwachs der Kapitalrenditen gekommen.

¹⁰⁸ Unter Einkommen sind hier die gesamten durchschnittlichen Arbeitskosten (Arbeitnehmerentgelte) eines Beschäftigten erfasst, also inklusive der sogenannten „Arbeitgeberbeiträge zur Sozialversicherung“.

Der Staat partizipierte an der Wertschöpfung von E.ON mit *Ertragsteuern* von 13,5 Mrd. EUR. Dies war bezogen auf das Jahresergebnis vor Steuern lediglich eine *Steuerquote* von 22,4 v.H.

Das bilanzierte *Gesamtvermögen* von E.ON ist von 2002 bis 2013 um 17,6 Mrd. EUR, von 113,1 auf 130,7 Mrd. EUR gestiegen. Das entsprach einer Steigerung um 15,6 v.H. Dabei stieg das Anlagevermögen um 4,7 v.H. und das Umlaufvermögen um 39,8 v.H. Die *Nettoinvestitionen in das Sachanlagevermögen* nahmen um 40,9 v.H. zu. Dennoch kam es insgesamt nur zu einem Anstieg der *Investitionsquote*¹⁰⁹ um 0,8 Prozentpunkte. Dies ist ein erstes Indiz für ein schwaches globales *Unternehmenswachstum* bei E.ON. Zwischenzeitlich war allerdings die Investitionsquote 2008 auf einen Wert von 7,8 v.H. angestiegen. Ein *echtes Unternehmenswachstum* ist aber erst dann gegeben, wenn über die Abschreibungen hinaus investiert wird. Dies zeigt die betriebswirtschaftliche Kennzahl der *Investitionsdeckung*.¹¹⁰ Liegt die Quote dabei über 100 Prozent, so liegt kein echtes Wachstum, sondern eine unternehmerische Rückentwicklung, ein *Schrumpfprozess* vor. Bei E.ON lag hier, über den gesamten Beobachtungszeitraum betrachtet, die Investitionsdeckung aber bei 81,6 v.H. Damit war ein echtes Wachstum in Höhe von 18,4 v.H. gegeben.

Grundlegende Voraussetzung für die langfristige Sicherung eines Unternehmens, insbesondere des *qualitativen Unternehmenswachstums*, sind moderne Fertigungsanlagen und Fertigungsverfahren. Bei Energieversorgern impliziert dies Investitionen in Kraftwerke und Netze. Inwieweit diese Bedingung erfüllt ist, zeigt der *Anlagenabnutzungsgrad*.¹¹¹ Je höher (niedriger) diese Kennzahl ausfällt, desto höher (niedriger) ist das durchschnittliche Alter der Sachanlagen und desto größer (niedriger) ist der künftige Investitionsnachholbedarf für Modernisierungsmaßnahmen. Mit Werten von über 50 v.H. fällt hier bei E.ON der Anlagenabnutzungsgrad wesentlich zu hoch aus, was eindeutig auf zu geringe Investition in Sachanlagen in der Vergangenheit hindeutet, obwohl die *Abschreibungsquote*¹¹² um 1,8 Prozentpunkte angestiegen ist.

¹⁰⁹ Die *Investitionsquote* wird dabei aus dem Quotienten der Nettoinvestitionen in Sachanlagen in Relation zu den Sachanlagen bewertet zu historischen Anschaffungskosten gebildet.

¹¹⁰ Die *Investitionsdeckung* ergibt sich aus den Abschreibungen des Geschäftsjahres auf Sachanlagen in Relation zu den Nettoinvestitionen in Sachanlagen.

¹¹¹ Der *Anlagenabnutzungsgrad* ist definiert als der Quotient aus den kumulierten Abschreibungen auf das Sachanlagevermögen in Relation zu den Sachanlagen bewertet zu den historischen Anschaffungskosten.

¹¹² Eine sinkende *Abschreibungsquote* zeigt eine Auflösung stiller Reserven zu Gunsten des Gewinns, während hier eine steigende Quote zeigt, dass stille Reserven zu Lasten des Gewinns gebildet wurden. Die Abschreibungs-

An Finanzierungsmöglichkeiten für Investitionen hat es dabei nicht gemangelt. Dies zeigt die *Innenfinanzierungsquote*, das Verhältnis von Cash Flow zu Nettoinvestitionen in Sachanlagen, die mit wenigen Ausnahmen in jedem Jahr weit über 100 v.H. lag, teilweise sogar weit über 200 v.H.

Mit dem bilanziellen Vermögensanstieg ist auch das *Kapital* von E.ON zwischen 2002 und 2013 in gleicher Höhe um 15,6 v.H. gestiegen. Dabei legte die *Eigenkapitalquote* von 22,7 auf 27,8 v.H., um 5,1 Prozentpunkte, zu. Zwischenzeitlich erreichte das Eigenkapital im Jahr 2007 sogar einen ungewöhnlich hohen Spitzenwert von 40,2 v.H. 2008 kam es aber aufgrund einer weit über dem Konzerngewinn liegenden *Gewinnausschüttung* zu einem starken Einbruch der Eigenkapitalquote auf 24,5 v.H. Mit dem insgesamt dennoch gegebenen Anstieg der Eigenkapitalquote ist auch die *Verschuldung*, der *Anspannungsgrad*, und damit die Fremdfinanzierung des Vermögens um 5,1 Prozentpunkte zurückgegangen. Der *statische Verschuldungsgrad*, das Verhältnis von Eigen- zu Fremdkapital, hat sich deshalb von 29,3 auf 38,6 v.H., um 9,3 Prozentpunkte, eindeutig verbessert.

Ob die Verschuldung bei E.ON dennoch zu hoch ist, lässt sich wissenschaftlich nicht eindeutig beantworten. Es gibt hier betriebswirtschaftliche Vorstellungen (Bewertungen), die eine vollständige Eigenkapitalfinanzierung erwarten, bis zu Vorstellungen über ein optimales Verhältnis von Eigen- zu Fremdkapital von 2:1, 1:1 und 1:3. Grundsätzlich kann man aber sagen, dass bei einer größeren Eigenkapitalquote die finanzielle Stabilität eines Unternehmens, dies gilt insbesondere bei immanent branchenbezogenen hohen Ertrags- bzw. Renditerisiken, mehr gesichert ist, als bei einer nur niedrigen Quote. Dabei zeigt die Renditefunktion innerhalb der *Leverage-Formel*¹¹³ deutlich, dass der *Einfluss des Verschuldungsgrades* auf die *Eigenkapitalrentabilität* und das *Risiko* entscheidend vom Verhältnis zwischen der *Investitionsrendite* (= *Gesamtkapitalrentabilität*) und dem *Fremdkapitalkostensatz* (= Fremdkapitalzinslast) abhängt. Solange dabei die Investitionsrendite höher ausfällt als die Fremdkapitalzinslast, kann mit einem *steigenden Verschuldungsgrad* die *Eigenkapitalrendite* „gehebelt“ werden. Diese günstige Situation war bei E.ON, mit Ausnahme der Jahre 2002 und 2011, in jedem Jahr gegeben, so dass, auch vor dem Hintergrund überschaubarer branchenbezogener Ertragsrisiken und einem hohen Anteil an *Pensionsrückstellungen*, von keinem überdimensionierten Verschuldungsgrad bei E.ON gesprochen werden kann. Im Gegenteil, dieser hätte zur Steigerung

quote ergibt sich dabei als Quotient aus den Abschreibungen des Geschäftsjahres auf Sachanlagen zu dem Sachanlagevermögen bewertet zu den historischen Anschaffungs- oder Herstellungskosten.

¹¹³ Es gilt folgende Arithmetik: $G = r \cdot EK + (r - p) \cdot FK$ mit G = Gewinn, r = Gesamtkapitalrendite, p = Fremdkapitalzinslast, EK = Eigenkapital, FK = Fremdkapital.

der *Eigenkapitalrendite* sogar weit höher ausfallen können, zumal die *Kreditwürdigkeit* von E.ON von der Rating-Agentur Moody's mit A3 (wenn auch mit einem negativem Ausblick) und von Standard & Poor's mit A- (mit stabilem Ausblick) eingestuft werden.

Zusammenfassung:

Der E.ON Konzern wurde nach Gründung wegen der 1998 an den deutschen Energiemärkten eingeführten Liberalisierung auf die *Kernbereiche Strom und Gas* umgebaut. Gleichzeitig verschrieb man sich einer *Internationalisierungsstrategie*. Die Gesamtleistung konnte damit von 2002 bis 2013 mehr als verdreifacht werden. Gleichzeitig wurde durch einen *gigantischen Personalabbau* um 37,7 v.H. die *Produktivität* um 429,0 v.H.! erhöht. Dies machte eine Wertschöpfung von 151,9 Mrd. EUR möglich. Davon bekam die verbliebene Belegschaft 61,4 Mrd. EUR oder 40,4 v.H. als Arbeitseinkommen ab.

Auf den Mehrwert entfielen 90,6 Mrd. EUR bzw. 59,6 v.H. Diesen teilten sich die Fremdkapitalgeber mit 27,6 Mrd. EUR (18,2 v.H.), die Grundeigentümer mit 1,5 Mrd. EUR (1,0 v.H.) und die Eigenkapitalgeber (Shareholder) mit 61,5 Mrd. EUR (40,5 v.H.). Vom Gewinn nach Ertragsteuern, der bei 46,8 Mrd. lag, wurden 65,2 v.H. (30,5 Mrd. EUR) ausgeschüttet. Der Staat vereinnahmte Ertragsteuern in Höhe von 13,5 Mrd. EUR.

Das Gesamtkapital des E.ON Konzerns wurde von 2002 bis 2013 um 15,6 v.H. ausgebaut. Die Eigenkapitalquote stieg um 5,1 Prozentpunkte auf 27,8 v.H. Auch lag ein echtes Unternehmenswachstum vor. Die Nettoinvestitionen fielen höher als die Abschreibungen aus. Die *Verschuldung ist zwar hoch*, dennoch besteht noch Spielraum die Eigenkapitalrentabilität durch eine Erhöhung des Verschuldungsgrades zu steigern. Mit 8,4 v.H. fällt die Eigenkapitalrentabilität vor Ertragsteuern und mit 6,5 v.H. nach Steuern im Vergleich zur Gesamtwirtschaft – aber erst ab 2011 – zu gering aus. Dies gilt auch für die Umsatzrendite.

Von einer Gewinn- oder Rentabilitätskrise lässt sich über den ganzen Beobachtungszeitraum hinweg nicht sprechen. Dagegen spricht auch nicht der Konzernverlust in Höhe von knapp 1,9 Mrd. EUR im Jahr 2011. Im Gegenteil: Der E.ON Konzern war im Zeitraum von 2002 bis 2013 hochprofitabel. Der anfangs mit der Liberalisierung von der Politik eingeforderte, aber lange Zeit nicht wirklich eingetretene Wettbewerb hat dem Gewinn insgesamt nicht geschadet. Bei Wettbewerb hätte der E.ON Konzern die enorme Produktivitätssteigerung entsprechend in Preissenkungen an den Absatzmärkten weitergeben müssen. Das war aber nicht der Fall. Dafür wurde ein Großteil der Produktivitätszuwächse zum Auffangen der durch Brenn-

stoffpreiserhöhungen eingetretenen Steigerung der Materialintensität verwendet. Der *Verteilungsspielraum* ist durch die erhöhten Vorleistungsausgaben, wie in der gesamten Elektrizitätswirtschaft, *eingeschränkt* worden. Die Lohnquote für die verbliebende Belegschaft stieg zwischen 2002 und 2013 dennoch um 3,5 Prozentpunkte.

Aussicht für das Geschäftsergebnis 2014:

Bis zum Ende des dritten Quartals 2014 zeichnet sich bei E.ON bei leicht verbessertem Stromabsatz (+ 2 v.H. im Vergleich zum Vorjahreszeitraum) und deutlich verschlechtertem Gasabsatz (-14 v.H.) eine Umsatzeinbuße von 9 v.H. und ein Gewinneinbruch (vor Steuern, Zinsen und Abschreibungen) von 7 v.H. ab.¹¹⁴ Bereinigt um außergewöhnliche Ereignisse wird im nachhaltigen Konzernüberschuss sogar ein Rückgang von 25 v.H. ausgewiesen.

Ein wichtiger Grund für die Einbußen war der Wegfall von Ergebnisbeiträgen veräußerter Gesellschaften. Hierzu zählen insbesondere die Tochtergesellschaften „E.ON Energy from Waste“ und die Netzaktivitäten von „E.ON Mitte“, „E.ON Thüringer Energy“ und „E.ON Westfalen Weser“ sowie der Verkauf des ungarischen Gasgeschäftes. Auch die Veräußerung der Aktivitäten in Finnland und Polen führten zu rückläufigen Umsätzen.

Darüber hinaus ergaben sich im globalen Stromhandel – allerdings konzerninterne – Umsatzeinbußen durch einen Preiserutsch im Großhandel. Umsatzeinbrüche stellten sich auch in der Stromerzeugung ein. Hier ging die Eigenerzeugung um 13 v.H. zurück, weil insbesondere die gasbefeuerten Kraftwerke seltener eingesetzt wurden, aber auch wegen außerplanmäßiger Stillstände von Kohlekraftwerken und des Verkaufs des Braunkohlekraftwerks Buschhaus. Hinzu kamen längere Ausfallzeiten der AKWs Grohnde, Isar 2 in Deutschland und Oskarshamn in Schweden. Des Weiteren wurden zwei Kraftwerksblöcke in Frankreich stillgelegt. Dennoch hat sich der Ergebnisbeitrag in der Stromerzeugung deutlich verbessert. Beim Einsatz konventioneller Anlagen schlägt ein Plus von 39 v.H. zu Buche. Ausschlaggebend waren geringer Aufwendungen für die Kernbrennstoffsteuer sowie Kostensenkungsmaßnahmen, das Auflösen von Rückstellungen im Italiengeschäft und verbesserte Gasbezugsverträge in Spanien. Auch der Ergebnisbeitrag der Sparte EE hat sich verbessert. Hier konnte bislang ein Zuwachs von 9 v.H. vermeldet werden.

Zudem hat die milde Witterung in 2014 das Gasgeschäft in Deutschland, aber auch in Großbritannien, Rumänien, Italien und den Niederlanden stark beeinträchtigt. Hinzu kamen zum

¹¹⁴ Vgl. E.ON, Zwischenbericht III/2014, Düsseldorf 2014.

Teil auch wettbewerbsbedingte Einbußen. Für die Aktivitäten in Schweden, Tschechien, Ungarn werden Abwertungseffekte der dortigen Währungen als belastend geltend gemacht. Die in den regionalen Einheiten getätigten Geschäfte in den „weiteren EU-Ländern“ büßten so 23 v.H. des Vorjahresgewinns (vor Steuern, Zinsen und Abschreibungen) ein.

Die Rubelschwäche und eine verringerte Marge im dortigen Stromgeschäft führten auch beim Engagement in Russland zu Einbußen im Jahresergebnis (bereinigt und vor Steuern, Zinsen und Abschreibungen) in Höhe von etwa 19 v.H. Die Aktivitäten in der Türkei und in Brasilien erweisen sich weiterhin als Verlustbringer, wobei die Verlustbeiträge im Vorjahresvergleich aber abgenommen haben.

Mit Blick auf das wirtschaftliche Abschneiden im Verteilnetzgeschäft machte sich – abgesehen von den oben erwähnten Veräußerungen – der Beginn der zweiten Regulierungsperiode der Anreizregulierung (vgl. Kap. 3.2) negativ bemerkbar. Insgesamt ging das Jahresergebnis (vor Steuern und Abschreibungen) hier um 29 v.H. zurück.

Insgesamt reichten vor diesem Hintergrund bis zum Ende des dritten Quartals die positiven Effekte von Kostensenkungsmaßnahmen, höhere Fördermengen im Explorationsgeschäft und die Ergebnissteigerung in der Erzeugung nicht aus, das Vorjahresergebnis zu stabilisieren. Beim Jahresergebnis (vor Steuern, Zinsen und Abschreibungen) für 2014 ging das Management von 8 bis 8,6 Mrd. EUR (nach 9,3 Mrd. EUR in 2013) und beim nachhaltigen Konzernüberschuss von 1,5 bis 1,9 Mrd. EUR (nach 2,2 Mrd. EUR in 2013) aus. Der sich abzeichnende Rückgang führte dazu, dass das Management vorübergehend eine Dividendenkürzung in 2015 nicht ausschließen wollte.¹¹⁵ Mit dem Strategiewechsel von Dezember 2014 (vgl. Kap. 5.2.3.1) ist diese Idee aber „vom Tisch“. Überdies erweisen sich alle Prognosen als hinfällig, da der Konzern bei der Vorstellung seiner neuen Strategie Abschreibungsbedarf für 2014 in Höhe von 5,2 Mrd. EUR ankündigte, so dass das Unternehmen im Jahresergebnis stark in die roten Zahlen abrutschen dürfte.

Bis zum Ende des dritten Quartals ist die Zahl der konzernweit tätigen Beschäftigten nochmals um über 2.000 (knapp 4 v.H.) gegenüber dem Vorjahresultimo zurückgegangen.

Stark rückläufig entwickelten sich auch die Investitionen. Gegenüber dem Neunmonatszeitraum von 2013 hat sich die Investitionstätigkeit halbiert.

¹¹⁵ Vgl. Handelsblatt, Trübe Stimmung, 13.11.2014, S. 35.

4.3.2 RWE

Die RWE AG (bis 1990 Rheinisch-Westfälische Elektrizitätswerk AG) ist derzeit das größte Stromerzeugungs- sowie nach E.ON das zweitgrößte deutsche Energieversorgungsunternehmen. Die Vorläufergesellschaft wurde 1898 mit Hauptsitz in Essen gegründet. RWE fusionierte Mitte des Jahres 2000 mit der *Vereinigte Elektrizitätswerke Westfalen Energie AG, Dortmund (VEW)*, ebenfalls ein kommunal verankertes Energieversorgungs- und vielfältiges Industrieunternehmen. Vor dem Hintergrund der Zusammenführung der beiden großen Industriekonglomerate schrieben 2002 die beiden Vorsitzenden des Konzernvorstands von RWE, Kuhnt und Roels, an die Aktionäre:

„Nach drei Jahren der Neuausrichtung steht Ihr Unternehmen auf festen Beinen: Mit Strom, Gas, Wasser und Umweltdienstleistungen verfügen wir über *Kerngeschäftsfelder*, die Stabilität und Wachstum gleichermaßen ermöglichen. Mit führenden Positionen in Deutschland, Großbritannien, Zentralosteuropa und den USA haben wir uns ausschließlich in zukunfts-trächtigen *Utility-Schlüsselmärkten* aufgestellt. Anstelle einer geographisch breit diversifizierten Präsenz setzen wir damit auf klare regionale Marktschwerpunkte, in denen wir unsere Ressourcen bündeln. Auf dieser Basis werden wir unsere Strategie in den nächsten Jahren weiter umsetzen:

- *Margenorientierte Marktbearbeitung* durch Konzentration auf Kundengruppen mit hohem langfristigen Wertpotenzial;
- *Markt- und Kostenführerschaft*, um durch Volumen- und Kostenvorteile auch bei erhöhtem Preisdruck angemessene Wertbeiträge erzielen zu können;
- *Regionale Kooperation* zwischen den vier Kerngeschäftsfeldern, um Synergien in puncto Kunden, Kosten und Know-how zu heben;
- *Vertikale Integration* über alle Wertschöpfungsstufen, um Margenvorteile durch Vernetzung zu erzielen und Marktschwankungen auszugleichen.

Nach einer Phase, die von *externem Wachstum* geprägt war, steht jetzt *Konsolidierung* ganz oben auf unserer Agenda. Dabei wollen wir auf drei Ebenen ansetzen:

- *Integration*: Die schnelle und effiziente *Einbindung der Akquisitionen in den Konzernverbund* ist erfolgsentscheidend für das Erreichen unserer Markt- und Ergebnisziele in den nächsten Jahren.
- *Operative Performance*: Mit weiterer *Kostensenkung und Effizienzsteigerung* werden wir unsere Ertragskraft kontinuierlich verbessern.
- *Finanzielle Stabilität*: Hoher *Cash Flow aus stabilem Kerngeschäft* und eine gesunde Bilanz sind die wichtigsten Erfolgsfaktoren. Darüber hinaus werden wir unsere *Nettoverschuldung reduzieren*: Durch *verringerte Investitionen* und die gezielte *Veräußerung strategisch nicht wesentlicher Beteiligungen im Kerngeschäft*.¹¹⁶

Wie bei E.ON setzte auch RWE nach den *Fusionen* zur Abfederung des an den Strommärkten aufkeimenden Wettbewerbs auf eine *Kerngeschäftsfeldkonzentration* durch gezielte Zukäufe

¹¹⁶ Kuhnt, D./Roels, H., RWE Geschäftsbericht 2002, S. 6f.

und einer gleichzeitigen Desinvestition in Nicht-Kerngeschäftsfeldern. Anders als bei E.ON, wo man nur noch auf Strom und Gas fokussierte, verfolgte man aber bei RWE eine *Multi-Utility-Strategie* mit den Kerngeschäftsfeldern Strom, Gas, Wasser und Umweltdienstleistungen (Abfall und Recycling). So trennte man sich von den Firmen *Hochtief (Bau)* und den *Heidelberger Druckmaschinen* und kaufte den britischen *Energieversorger Innogy* und die gesamte *tschechische Gaswirtschaft* auf. Außerdem übernahm RWE *American Water Works* und wurde damit zur Nr. 1 im regulierten US-Wassergeschäft.¹¹⁷

Zwischenzeitlich konzentriert sich der Konzern im Wesentlichen in stark internationalisierter Form aber nur noch auf die Geschäftsfelder *Strom und Gas*. Die dabei erreichten *Marktmachtpositionen* zeigt die folgende Tabelle:

Tab. 6: Marktmachtpositionen RWE

Marktmachtpositionen nach Absatz	Strom	Gas
Deutschland	Nr. 1	Nr. 3
Niederlande	Nr. 2	Nr. 2
Großbritannien	Nr. 4	Nr. 5
Zentralost-/Südosteuropa	Nr. 1 in Ungarn Nr. 5 in der Slowakei Nr. 5 in Polen Nr. 7 in Tschechien Präsenz in Kroatien Präsenz in der Türkei	Nr. 1 in Tschechien Nr. 2 in der Slowakei
Europa insgesamt	Nr. 3	Nr. 5

Quelle: RWE Geschäftsbericht 2013, S. 30

Die Zahl der insgesamt zum Konzern gehörenden (bilanzierten) Unternehmen belief sich Ende 2002 auf 724, davon 270 inländische und 454 ausländische Unternehmen. Zum 31.12.2013 waren es „nur“ noch 357 Unternehmen, davon 160 im Inland und 197 im Ausland.

Der RWE Konzern wird heute von *vier Vorständen* (darunter keine Frau) geleitet. Die *Gesamtbezüge des Vorstands* beliefen sich 2013 auf 13,3 Mio. EUR. Davon erhielt der Vorsitzende des Vorstands Peter Terium gut 3,2 Mio. EUR. Verglichen mit den durchschnittlichen Arbeitskosten eines RWE Beschäftigten war dies das gut 40-fache. Die *Bezüge ehemaliger Vorstandsmitglieder und ihrer Hinterbliebenen* beliefen sich 2013 insgesamt auf 12,2 Mio. EUR. Bis zum 31.12.2013 waren 154,5 Mio. EUR für diese Personengruppe als *Pensionsan-*

¹¹⁷ Vgl. ausführlich zur Entwicklung des Unternehmens Bontrup, H.-J./Marquardt, R.-M., Kritisches Handbuch der deutschen Elektrizitätswirtschaft, a.a.O., S. 203-219.

sprüche zurückgestellt. Die *Pensionsrückstellungen für die gesamte Belegschaft* lagen Ende 2013 bei 6,3 Mrd. EUR.

Das Unternehmen unterliegt gemäß dem Mitbestimmungsgesetz von 1976 nur einer *Scheinmitbestimmung*. Bei Pattabstimmungen hat der von der Kapitalseite gestellte AR-Vorsitzende ein doppeltes Stimmrecht. Der *Aufsichtsrat* besteht aus 20 Mitgliedern (3 Frauen, Frauenanteil 15 v.H.). Insgesamt belief sich 2013 die *Vergütung des Aufsichtsrates* auf knapp 2,5 Mio. EUR. Das waren im Durchschnitt 125.000 EUR.

Durch den Umstrukturierungsprozess von 2002 bis 2013 ist die *Belegschaft* von 131.765 auf 67.704 Mitarbeiter bzw. um 48,5 v.H. geschrumpft (vgl. Tab. 7). Auch die Zahl der *Auszubildenden* ging von 4.429 auf 2.483, mithin um 43,9 v.H., zurück. Der *Anteil der Frauen* im Unternehmen lag 2013 bei 27,7 v.H. und der Anteil an den Führungskräften bei 13,9 v.H.

Das *Umsatzwachstum* hielt sich während des Umbauprozesses mit 18,2 v.H. stark in Grenzen. Es lag weit unter den Wachstumsraten der Elektrizitätswirtschaft und auch von E.ON. Durch einen Rückgang der sonstigen betrieblichen Erträge um 49,8 v.H. stieg die *Gesamtleistung*, der Bruttoproduktionswert, sogar nur um 11,1 v.H.

Weit stärker als die Gesamtleistung legte, wie in der Elektrizitätswirtschaft insgesamt und auch bei E.ON, um 47,7 v.H. der Materialaufwand zu, so dass die *Materialintensität* im RWE Konzern von 50,7 auf 67,4 v.H., also um 16,7 Prozentpunkte, stark zunahm. Dadurch ging der *Rohertrag* um 26,5 v.H. zurück. Ebenfalls verringerte sich die *Rohertragsquote* um 16,7 Prozentpunkte. Die *jahresdurchschnittliche Wertschöpfungsquote* von 2002 bis 2013 lag bei 21,3 v.H. Bei E.ON betrug sie nur 14,2 v.H. Dafür ging aber im RWE Konzern die Wertschöpfung sehr stark um 56,2 v.H. zurück. Dadurch sank auch die *Wertschöpfungsquote* von 25,6 auf 10,1 v.H. und damit fast so stark wie die Rohertragsquote. Allein 2013 schrumpfte die Wertschöpfungsquote um 7,7 Prozentpunkte.

Da der Rückgang der Wertschöpfung verteilungsmäßig nicht durch eine Senkung des *Personaufwands* in Höhe von 29,9 v.H. aufgefangen werden konnte, stieg die *Lohnquote* von 61,1 auf 97,6 v.H. und die *Mehrwertquote* ging spiegelbildlich von 38,9 auf 2,4 v.H. zurück. 2013 wurde dabei aufgrund eines erstmalig aufgetretenen *Verlustes* in Höhe von knapp 2,5 Mrd. EUR fast die gesamte Wertschöpfung auf die Beschäftigten verteilt. Ansonsten ist aber zwischen 2002 und 2013 eine differenzierte Betrachtung notwendig. Von 2002 bis 2009 ging die

Lohnquote von 61,1 auf 38,9 v.H., also um 22,2 Prozentpunkte zurück. Erst ab 2010 kam es hier zu einem Anstieg, der dann 2013, infolge des Verlustes, extrem hoch ausfiel.

Diese Entwicklung korrespondiert mit der Veränderungsrate der *Beschäftigtenzahlen* und der *Arbeitsproduktivität*. Diese stieg um 115,7 v.H. infolge des drastischen Personalabbaus und einer gleichzeitigen Zunahme der Gesamtleistung. Von 2010 bis 2013 sank dagegen die Beschäftigung nur noch um 4,3 v.H. und der Zuwachs der Arbeitsproduktivität ist auf 7,3 v.H. zu beziffern. In den Jahren 2002 bis 2006 lagen die *Arbeitskosten je Beschäftigten* über dem realisierten *Mehrwert pro Beschäftigten*. Nur in den Jahren 2007 bis 2010 kehrte sich dies um. Von 2011 bis 2013 war die alte Situation wieder hergestellt.

Der „Wert der Arbeit“ überstieg, wie auch bei E.ON und in der gesamten Strombranche, weit den „Wert der Arbeitskraft“, so dass bei RWE über den gesamten Zeitraum von 2002 bis 2013 betrachtet eine *überaus komfortable Gewinnsituation* vorlag. Die *Gewinne vor Ertragsteuern* summieren sich hier auf 40,6 Mrd. EUR. An *Ertragsteuern* wurden 15,3 Mrd. an den Staat überwiesen. Dies entsprach einer durchschnittlichen *Steuerquote* von 37,7 v.H., die weit höher ausfiel als die mit 22,4 v.H. von E.ON. Das kumulierte *Jahresergebnis nach Steuern* lag damit bei 25,3 Mrd. EUR. Hiervon wurden an die *Shareholder* insgesamt 16,0 Mrd. EUR oder 63,3 v.H. des Gewinns ausgeschüttet.

Auch die *Eigen- und Gesamtkapitalrenditen*, sieht man vom Verlustjahr 2013 ab, erreichen hohe Werte auf dem Niveau der Gesamtwirtschaft. Die *Umsatzrendite* fällt bei RWE im Vergleich zur Gesamtwirtschaft sogar wesentlich höher aus. Positiv auf die Renditen hat sich dabei auch die Relation von *Arbeitsproduktivität* und *Kapitalintensität* ausgewirkt. Die Kapitalintensität stieg im Untersuchungszeitraum um 57,0 v.H., während die Arbeitsproduktivität um 115,7 v.H. zulegen.

Tab. 7: Wirtschaftliche Entwicklung RWE Konzern

in Mio. EUR	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	kumu- liert	2002-13 in v.H. bzw. PPK
Umsatzerlöse	46.633	43.875	42.137	41.819	44.256	42.507	48.950	47.741	53.320	51.686	53.227	54.070		15,9
Erdgas/Stromsteuer	3.146	1.104	1.141	1.301	1.385	1.454	1.450	1.550	2.598	2.533	2.456	2.677		-14,9
Nettoumsatzerlöse	43.487	42.771	40.996	40.518	42.871	41.053	47.500	46.191	50.722	49.153	50.771	51.393		18,2
Bestandsveränderungen	28	-1	-87	38	86	47	112	44	-20	0	0	0		-100,0
aktivierte Eigenleistungen	335	320	321	264	134	81	92	210	219	0	0	0		-100,0
Betriebliche Erträge	4.364	4.380	3.260	2.437	1.710	1.232	933	1.610	1.276	2.151	1.867	2.191		-49,8
Gesamtleistung (Bruttoproduktionswert)	48.214	47.470	44.490	43.257	44.629	42.319	48.413	47.967	52.237	51.304	52.638	53.584	576.522	11,1
Materialaufwand	24.446	22.923	22.975	24.500	27.440	26.533	32.686	29.838	33.176	33.928	34.496	36.108		47,7
Materialintensität in v.H.	51	48	52	57	61	63	68	62	64	66	66	67		16,7
Rohertrag	23.768	24.547	21.515	18.757	17.189	15.786	15.727	18.129	19.061	17.376	18.142	17.476	227.473	- 26,5
Rohertragsquote in v.H.	49	52	48	43	39	37	32	38	36	34	34	33		-16,7
Abschreibungen	4.044	4.511	3.765	3.762	2.529	2.257	2.246	2.357	3.213	3.404	5.071	7.619	44.778	88,4
Sonstige Aufwendungen	7.397	7.805	6.054	4.879	5.030	3.885	3.403	3.924	4.428	4.538	3.726	4.452		-39,8
Wertschöpfung	12.327	12.231	11.696	10.116	9.630	9.644	10.078	11.848	11.420	9.434	9.345	5.405	123.174	-56,2
Wertschöpfungsquote in v.H.	26	26	26	23	22	23	21	25	22	18	18	10		-15,5
Personalaufwand	7.527	7.530	6.122	5.370	4.900	3.964	4.415	4.610	4.873	5.170	5.318	5.277	65.076	-29,9
Arbeitskosten/Beschäftigten in EUR	57.124	59.278	62.612	62.134	67.314	62.867	67.659	66.979	68.633	71.643	74.462	77.713		36,0
Mehrwert	4.800	4.701	5.574	4.746	4.730	5.680	5.663	7.238	6.547	4.264	4.027	128	58.098	-97,3
Mehrwert/Beschäftigten in EUR	36.428	37.008	57.007	54.914	64.979	90.082	86.784	105.161	92.210	59.088	56.386	1.885		-94,8
Zinsen	1.949	2.247	2.247	2.193	2.824	1.334	965	1.124	1.258	1.063	1.249	1.073	19.526	-44,9
Miete/Pacht/Leasing	392	454	392	353	114	94	82	100	123	135	182	174	2.595	-55,6
Gewinn	2.459	2.000	2.935	2.200	1.792	4.252	4.616	6.014	5.166	3.066	2.596	-1.119	35.977	-145,5
Modifiziertes Finanz- u. Beteiligungsergebnis	319	123	1.000	1.628	1.745	981	250	-416	-188	-42	-366	-368	4.666	-215,4
Jahresergebnis vor Gewinnsteuern	2.778	2.123	3.935	3.828	3.537	5.233	4.866	5.598	4.978	3.024	2.230	-1.487	40.643	-153,5
Gewinnsteuer	1.367	1.187	1.521	1.221	966	2.076	1.423	1.858	1.376	854	526	956	15.331	-30,1
Jahresergebnis nach Gewinnsteuern	1.411	936	2.414	2.607	2.571	3.157	3.443	3.740	3.602	2.170	1.704	-2.443	25.312	-273,1
Gewinnausschüttungen	619	703	844	984	1.968	1.689	2.401	1.867	1.867	1.229	1.229	615	16.015	
Anteil Gewinnausschüttungen in v.H.	43,9	75,1	35,0	37,7	76,5	53,5	69,7	49,9	51,8	56,6	72,1	k.A.		k.A.
Verteilungsquoten (in v.H.)														
Lohnquote	61,1	61,6	52,3	53,1	50,9	41,1	43,8	38,9	42,7	54,8	56,9	97,6		36,6
Mehrwertquote	38,9	38,4	47,7	46,9	49,1	58,9	56,2	61,1	57,3	45,2	43,1	2,4		-36,6
Zinsquote	15,8	18,4	19,2	21,7	29,3	13,8	9,6	9,5	11,0	11,3	13,4	19,9		4,0
Miet/Pacht/Leasingquote	3,2	3,7	3,4	3,5	1,2	1,0	0,8	0,8	1,1	1,4	1,9	3,2		0,0
Gewinnquote	19,9	16,4	25,1	21,7	18,6	44,1	45,8	50,8	45,2	32,5	27,8	-20,7		-40,7
Beschäftigte/Produktivitäten														
Beschäftigte*	131.765	127.028	97.777	86.426	72.793	63.054	65.254	68.828	71.001	72.163	71.419	67.904		-48,5
Arbeitsproduktivität in EUR	36.591	37.370	45.501	50.051	61.309	67.115	74.192	69.691	73.572	71.095	73.703	78.911		115,7
Kapitalintensität in EUR	76.100	78.047	95.493	125.104	128.385	132.634	143.179	135.756	131.093	128.398	123.499	119.461		57,0
Auszubildende	4.429	4.315	3.554	2.842	2.644	2.591	2.688	2.756	2.800	2.756	2.619	2.483		-43,9
Ausbildungsquote in v.H.	3,4	3,4	3,6	3,3	3,6	4,1	4,1	4,0	3,9	3,8	3,7	3,7		0,3

* Ohne Vorstände/Geschäftsführer und Auszubildende

Vermögensstruktur (in Mio. EUR)	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	kumu- liert	2002-13 in v.H. bzw. PPK
Anlagevermögen	61.577	62.406	58.630	58.239	45.115	35.505	37.093	50.574	54.193	56.878	56.718	51.737		-16,0
davon Sachanlagen	33.779	36.210	35.025	36.089	26.034	20.038	21.762	28.627	32.237	34.847	36.006	33.305		-1,4
Kumul. Sachanlagen	88.638	91.131	89.660	90.061	76.474	68.888	71.050	79.504	84.492	83.989	87.717	87.719		-1,0
Kumul. Abschreibungen	58.812	59.856	57.136	54.258	50.440	48.850	49.288	50.877	52.255	49.142	51.711	54.414		-7,5
Umlaufvermögen	38.696	36.736	34.740	49.883	48.340	48.126	56.337	42.864	38.884	35.778	31.484	29.382		-24,1
Gesamtvermögen	100.273	99.142	93.370	108.122	93.455	83.631	93.430	93.438	93.077	92.656	88.202	81.119		-19,1
Anlagevermögen/Umlaufvermögen in v.H.	159,1	169,9	168,8	116,8	93,3	73,8	65,8	118,0	139,4	159,0	180,1	176,1		17,0
Anlagevermögen/Gesamtvermögen in v.H.	61,4	62,9	62,8	53,9	48,3	42,5	39,7	54,1	58,2	61,4	64,3	63,8		2,4
Nettoinvestitionen	4.095	4.362	3.429	3.667	4.494	4.065	4.454	5.913	6.379	6.353	5.081	4.494	56786,0	
Investitionsquote in v.H.	4,6	4,8	3,8	4,1	5,9	5,9	6,3	7,4	7,5	7,6	5,8	5,1		0,5
Abschreibungsquote in v.H.	4,6	5,0	4,2	4,2	3,3	3,3	3,2	3,0	3,8	4,1	5,8	8,7		4,1
Investitionsdeckung in v.H.	98,8	103,4	109,8	102,6	56,3	55,5	50,4	39,9	50,4	53,6	99,8	169,5		70,8
Anlagenabnutzungsgrad in v.H.	66,4	65,7	63,7	60,2	66,0	70,9	69,4	64,0	61,8	58,5	59,0	62,0		-4,3
Kapitalstruktur (in Mio. EUR)														
Eigenkapital	8.924	9.065	11.193	13.117	14.111	14.918	13.140	13.717	17.417	17.082	16.437	12.137		36,0
Fremdkapital	91.349	90.077	82.177	95.005	79.344	68.713	80.290	79.721	75.660	75.574	71.765	68.982		-24,5
davon														
Finanzverbindlichkeiten	29.881	31.790	27.383	27.383	19.382	13.285	13.484	20.146	19.810	21.923	19.946	18.688		-37,5
Rückstellungen	40.187	37.671	34.754	32.848	34.066	26.925	26.757	28.144	29.057	29.156	32.878	33.508		-16,6
davon Pensionen	13.376	12.303	11.853	11.997	11.584	3496**	2.738	3.281	3.318	3.846	6.856	6.227		-53,4
Verbindlichkeiten LuL	5.080	5.061	6.066	7.497	8.148	8.054	11.031	9.697	8.415	7.886	7.315	6.468		27,3
Sonstige Verbindlichkeiten	16.201	15.555	13.974	27.277	17.748	20.452	29.018	21.734	18.378	16.609	11.626	10.318		-36,3
Gesamtkapital	100.273	99.142	93.370	108.122	93.455	83.631	93.430	93.438	93.077	92.656	88.202	81.119		-19,1
Eigenkapitalquote in v.H.	8,9	9,1	12,0	12,1	15,1	17,8	14,1	14,7	18,7	18,4	18,6	15,0		6,1
Statischer Verschuldungsgrad in v.H.	9,8	10,1	13,6	13,8	17,8	21,7	16,4	17,2	23,0	22,6	22,9	17,6		7,8
Anspannungsgrad in v.H.	91,1	90,9	88,0	87,9	84,9	82,2	85,9	85,3	81,3	81,6	81,4	85,0		-6,1
Einfacher Cash Flow	5455	5447	6179	6369	5100	5414	5689	6097	6815	5574	6775	5176		-5,1
Innenfinanzierungsquote in v.H.	133,2	124,9	180,2	173,7	113,5	133,2	127,7	103,1	106,8	87,7	133,3	115,2		-18,0
Eigenkapitalrendite vor GewinnSt. in v.H.	31,1	23,4	35,2	29,2	25,1	35,1	37,0	40,8	28,6	17,7	13,6	-12,3		-43,4
Eigenkapitalrendite nach GewinnSt. in v.H.	15,8	10,3	21,6	19,9	18,2	21,2	26,2	27,3	20,7	12,7	10,4	-20,1		-35,9
Umsatzrendite in v.H.	6,4	5,0	9,6	9,4	8,3	12,7	10,2	12,1	9,8	6,2	4,4	-2,9		-9,3
Gesamtkapitalrendite in v.H.	4,7	4,4	6,6	5,6	6,8	7,9	6,2	7,2	6,7	4,4	3,9	-0,5		-5,2
Fremdkapitalzinslast	2,1	2,5	2,7	2,3	3,6	1,9	1,2	1,4	1,7	1,4	1,7	1,6		-0,6
Gesamtkapitalumschlag	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,634		0,2
Eigenkapitalumschlag	4,9	4,7	3,7	3,1	3,0	2,8	3,6	3,4	2,9	2,9	3,1	4,2344		-0,6

**Im Rahmen eines Contractual Truss Arrangement (CTA) wurden 2007 Vermögenswerte in Höhe von 7.857 Mio. EUR auf den RWE Pensionstreuhand e.V. zur externen Finanzierung von Teilen der betrieblichen Altersversorgung übertragen.

Quelle: Auswertung diverser Geschäftsberichte RWE, eigene Berechnungen

Das bilanzierte *Gesamtvermögen* von RWE ist dagegen von 2002 bis 2013 mit einem Minus von 19 v.H. um fast 20 Mrd. EUR gesunken. Dabei ging das Anlagevermögen um 16 v.H. und das Umlaufvermögen um 24 v.H. zurück. Die *Nettoinvestitionen in das Sachanlagevermögen* legten lediglich um 9,7 v.H. zu. Dadurch kam es nur zu einem marginalen Anstieg der *Investitionsquote* um 0,5 Prozentpunkte. Auch die *Investitionsdeckung* zeigt *kein echtes Unternehmenswachstum*. In den Jahren 2006 bis 2011 lag die Investitionsdeckung bei nur gut 50 v.H. Auch der *Anlagenabnutzungsgrad* fällt mit Werten von weit über 50 v.H. wesentlich zu hoch aus, was, wie bei E.ON, zu geringe Investitionen in Sachanlagen anzeigt. Dies wird zumindest bis 2011 durch eine sinkende *Abschreibungsquote* bestätigt. An Finanzierungsmöglichkeiten hat es dabei aber nicht gemangelt. Die *Innenfinanzierungsquote* lag, mit Ausnahme von 2011, in jedem Jahr weit über 100 Prozent.

Trotz des mit dem bilanziellen Vermögen geschrumpften *Kapitals* von RWE, stieg zwischen 2002 und 2013 aber die *Eigenkapitalquote* von 8,9 auf 15 v.H. Ohne den Verlust im Jahr 2013 war die Quote bis 2012 sogar auf 18,6 v.H. angestiegen. Dennoch liegen die Eigenmittel weit unter den Werten der Gesamtwirtschaft. Die *Verschuldung*, der *Anspannungsgrad* und damit die Fremdfinanzierung des Vermögens haben bei RWE aber durch den Anstieg der Eigenkapitalquote in gleicher Höhe um 6,1 Prozentpunkte abgenommen. Der *statische Verschuldungsgrad* hat sich von 9,8 auf 17,6 v.H., um 7,8 Prozentpunkte, eindeutig verringert. Verschenkt wurde dabei aber eine höhere Eigenkapitalrendite. Denn mit Ausnahme von 2013 war in jedem Jahr die Gesamtkapitalrendite höher als die Fremdkapitalzinslast.

Zusammenfassung:

Der RWE Vorstand beteuert heute, dass die Erschließung neuer regionaler Märkte, auch wegen finanzieller Restriktionen, keine Priorität mehr hat (vgl. Kap. 5.2.3.2). Der starke Ausbau der *regenerativen Energien* in Deutschland habe, so der Vorstand, die *Wirtschaftlichkeit des RWE Kraftwerksparks* massiv verschlechtert.

In Anbetracht des längerfristigen Rückblicks ist das „Jammern auf einem hohen Niveau“. Der RWE Konzern hat, wie aufgezeigt, von 2002 bis 2013 insgesamt bei einer *Gesamtleistung* von 576,5 Mrd. EUR eine *Wertschöpfung* von 123,2 Mrd. EUR erzielt. Dies entspricht einer *Wertschöpfungsquote* von 21,4 v.H. Die Beschäftigten haben von der Wertschöpfung mit 65,1 Mrd. EUR 52,8 v.H. an *Arbeitsentgelte* (inkl. Arbeitgeberbeiträge zur Sozialversicherung) erhalten und die Besitzeinkommensempfänger an *Mehrwert* 58,1 Mrd. EUR bzw. 47,2 v.H.

Vom Mehrwert erhielten die *Shareholder* fast 36 Mrd. EUR vor *Ertragsteuern*, die sich auf 15,3 Mrd. EUR beliefen. Somit blieb den Eigenkapitalgebern 25,3 Mrd. EUR Gewinn nach Ertragsteuern, wovon gut 16 Mrd. EUR bzw. 63,3 v.H. an die *Shareholder* ausgeschüttet wurden. An *Zinsen* für die Fremdkapitalgeber wurden außerdem von 2002 bis 2013 insgesamt 19,5 Mrd. EUR gezahlt und an die Grundeigentümer 2,6 Mrd. EUR für *Pacht und Miete*. Die jahresdurchschnittliche Rendite des *Eigenkapitals nach Steuern* lag bei 15,7 v.H. Scharfer Wettbewerb sieht anders aus!

Allerdings vollzieht sich das „Jammern“ in der Tat auf dem Hintergrund einer deutlich verschlechterten Lage und wenig rosigen Aussichten, die das Unternehmen zu einem umsteuern zwingt (vgl. Kap. 5). 2013 wurde erstmals – vorrangig aufgrund außergewöhnlich hoher Abschreibungen – ein Verlust ausgewiesen. Aber auch im Ergebnis vor Steuern, Zinsen und Abschreibungen wurde mit 8,8 Mrd. EUR ein Minus von rund 6 v.H. gegenüber dem Vorjahr verkündet. Die *Ratingagenturen* bewerten trotz hoher (wegen verschenkter Eigenkapitalrendite aber nicht optimaler) Verschuldung zurzeit die Bonität mit *Baa1* (Moody's) und *BBB+* (Standard & Poor's) aber immer mit einer hohen Kreditwürdigkeit. Allerdings wurde RWE von Standard & Poor's noch im Sommer 2012 und von Moody's im Sommer 2013 um jeweils eine Stufe besser benotet.

Aussicht für das Geschäftsergebnis 2014:

Ähnlich wie bei E.ON weist das Neunmonatsergebnis von RWE für das Jahr 2014 eine Umsatzeinbuße (im Außenumsatz) von knapp 9 v.H. auf.¹¹⁸ Während bei einem Rückgang der Stromerzeugung um fast 6 v.H. der mengenmäßige Stromabsatz um gut 4 v.H. zurückging, brach der Gasabsatz sogar um über 19 v.H. ein. Vor diesem Hintergrund hat sich das Ergebnis bis zum Ende des dritten Quartals (vor Steuern, Zinsen und Abschreibungen) um über 22 v.H. gegenüber demselben Vorjahreszeitraum verschlechtert. Im nachhaltigen Nettoergebnis nach Steuern wird im Vorjahresvergleich sogar eine Einbuße von etwa 60 v.H. angegeben.

Im Kraftwerksgeschäft hat der Margenverfall durch sinkende Großhandelspreise im Kernmarkt Deutschland nicht komplett durchgewirkt, da der Strom zum größten Teil auf Termin zu damals noch höheren Preisen verkauft wurde. Dennoch waren angesichts des seit 2011 zu

¹¹⁸ Vgl. RWE, Bericht über die ersten drei Quartale 2014, Essen 2014. Allerdings sind die meisten Angaben bezogen auf die fortgeführten Konzernaktivitäten und damit bereinigt, um den geplanten Verkauf der RWE-Tochter DEA. Das auf Erkundung und Förderung von Gas und Öl spezialisierte Tochterunternehmen sollte eigentlich rückwirkend zum 1. Januar 2014 erfolgen. Bei diesem strategisch wichtigen Verkauf (vgl. S. 239) stand RWE lange Zeit vor großen Problemen, so dass der Verkauf nicht in 2014 abgewickelt werden konnte.

beobachtenden Preisverfalls am Stromgroßhandel auch in den Termingeschäften Konzessionen erforderlich, so dass die Absatzpreise unter denen des Vorjahres lagen. Darüber hinaus haben auch die Absatzmengen den Umsatz beeinträchtigt. So mussten einzelne Braunkohleanlagen im Laufe des Jahres ungeplant stillstehen. Wegen des Konkurrenz- und Margendrucks durch die EE ist in Deutschland zudem weniger Strom aus Steinkohle produziert worden. Dem stand aufgrund eines Einmaleffektes ein Anstieg in den Niederlanden entgegen, weil dort revisionsbedingt in 2013 runtergefahrte Steinkohle-Anlagen in 2014 wieder ans Netz gegangen sind. Stark bemerkbar hat sich in dem Kontext auch das Abschalten eines Steinkohlekraftwerks in Großbritannien mit fast 2 GW gemacht. Es musste im März 2013 nach Ablauf der Laufzeitbegrenzung endgültig abgeschaltet werden. Die Wirtschaftlichkeit im Betrieb von GuD-Kraftwerken hat sich in Kontinentaleuropa und damit insbesondere auch in Deutschland weiter verschlechtert, so dass einzelne Anlagen befristet abgeschaltet oder aus dem Markt genommen wurden.

Ebenfalls aufgrund einer endgültigen Stilllegung verringerte sich die EE-Stromproduktion. Hierbei unterlag ein 2011 von Steinkohlebefuerung auf Biomassebetrieb umgerüstetes Kraftwerk mit über 700 MW in Großbritannien dennoch einer emissionsrechtlichen Laufzeitbegrenzung. Ergebnisschwächend kam hinzu, dass die Fördersätze für EE-Bestandsanlagen in Spanien drastisch gekürzt wurden.

Insgesamt ist das Neunmonatsergebnis (vor Steuern, Zinsen und Abschreibungen) im konventionellen Stromerzeugungsbereich damit um fast 11 v.H. eingebrochen. Im Segment der EE, der bei RWE allerdings ohnehin stark unterrepräsentiert ist, kam es hierbei zu einem Gewinnrückgang von etwa 1 v.H.

Im Stromabsatz machte sich wie bei E.ON auch der milde Winter negativ bemerkbar. Dadurch sank der Strombedarf für Elektroheizungen. Zudem beklagt der Konzern Kundenverluste bei privaten Haushalten und Gewerbetreibenden. Noch stärker hat die Witterung beim Gasabsatz durchgeschlagen. Bei den Industrie- und Geschäftskunden kam dann noch ein verschärfter Wettbewerb mit entsprechendem Margendruck hinzu.

Im Gesamtumsatzrückgang schlagen sich darüber hinaus auch der Verkauf von Geschäftsaktivitäten und Wechselkursausschläge nieder, wobei der Anstieg des britischen Pfunds in seiner positiven Wirkung überkompensiert wurde durch eine Abwertung in anderen Märkten.

Allerdings werden die Effekte als verhältnismäßig gering eingestuft. Ohne diese Effekte wäre die Umsatzeinbuße lediglich um 1 Prozentpunkt niedriger ausgefallen.

Im Bereich des deutschlandweiten Vertriebs und Netzbetriebs klagt RWE zwar auch über verschärfte Rahmenbedingungen durch den Beginn der zweiten Regulierungsperiode. Dennoch sei das Vertriebsnetzgeschäft im Ergebnis aufgrund von Rationalisierungsmaßnahmen und hohen Erträgen aus Netzverkäufen stabil geblieben. Ebenfalls gut gehalten hat sich das Ergebnis im Vertrieb in Deutschland. Die Absatzeinbußen konnten durch die kostenseitigen Wirkungen von Effizienzsteigerungsmaßnahmen mehr als aufgefangen werden. Insgesamt hat der Bereich des deutschlandweiten Vertriebs und Netzbetriebs ein Plus im Betriebsergebnis von 11 v.H. im Vorjahresvergleich vorzuweisen.

Die vertriebsseitigen Auslandsengagements (in den Niederlanden/Belgien, Großbritannien, Zentralost- und Südosteuropa) hatten hingegen erhebliche Ergebnismrückschläge zu verkraften.

Mit Blick auf die Abschreibungen droht RWE nach den Neunmonatsdaten in 2014 kein zum Vorjahr vergleichbares Desaster. So fielen die bis zum Ende des dritten Quartals vorgenommenen Abschreibungen deutlich. Im Vorjahreszeitraum beliefen sie sich auf 3,2 Mrd. EUR, in 2014 „nur“ noch auf 1,8 Mrd. EUR. Eine am Ende Verlust bringende außerplanmäßige Wertberichtigungen wie in 2013, als in der konventionellen Stromerzeugung Firmenwerte in Höhe von 1,4 Mrd. EUR in Deutschland und 2,4 Mrd. EUR in den Niederlanden wegen veränderter Erwartungen zur zukünftigen Strompreisentwicklung und der Auslastung abzuschreiben waren, sollte es in 2014 nicht noch einmal geben.

Vom Vorstand wird abschließend für das betriebliche Ergebnis im Gesamtjahr 2014 ein Wert von 3,9 bis 4,3 Mrd. EUR (nach 5,4 Mrd. EUR in 2013) und für das nachhaltige Nettoergebnis ein Betrag zwischen 1,2 und 1,4 Mrd. EUR (nach - 2,8 Mrd. EUR in 2013) prognostiziert.

Bei den Beschäftigten hält der Personalabbau an. Im Vorjahresvergleich hat sich die Zahl der Beschäftigten um über 4.400 (knapp 7 v.H.) weiter verringert.

Mit Blick auf die Investitionen offenbaren die Daten auch bei RWE eher eine Zurückhaltung. Mit einem Minus von knapp 10 v.H. gegenüber demselben Zeitraum in 2013 fällt die Kürzung aber weitaus weniger dramatisch aus als bei E.ON.

4.3.3 EnBW

Mit der Verschmelzung der beiden überwiegend im öffentlichen Besitz befindlichen Unternehmen *Badenwerk Holding AG* und *Energie-Versorgung Schwaben Holding AG (EVS)* entstand zum 1. Januar 1997 die Energie Baden-Württemberg AG, kurz EnBW, mit Hauptsitz in Karlsruhe. Der neu geschaffene Energieversorger war nach eigenen Angaben bereits essentiell durch die Anforderungen von Seiten der *Liberalisierung des Energiemarkts* geprägt. Wie bei E.ON und RWE setzte man schließlich auf eine Kern-Fokussierung im Strom- und Gasbereich. Hinzu kam eine, verglichen mit E.ON und RWE allerdings eher bescheidene, Internationalisierungsstrategie. „Der Energiewettbewerb hat längst die Fesseln nationaler Grenzen gesprengt, und die EnBW wird die Chancen dieses europäischen Wettbewerbs als aktiver Mitgestalter und als Partner in strategischen Allianzen nutzen.“¹¹⁹

Im Jahr 2000 veräußerte das Land Baden-Württemberg seine knapp über 25-prozentige EnBW-Beteiligung an die Electricité de France (EdF). Damit zählten die Franzosen zu den Hauptaktionären. Später zog sich auch die Stadt Stuttgart aus dem Konzern zurück. Inzwischen hat das Land Baden-Württemberg sämtliche Kapitalanteile von der EdF in einem rechtlich umstrittenen Verfahren (vgl. S. 227) zurückgekauft und ist heute mit dem Zweckverband „Oberschwäbische Elektrizitätswerke“ (OEW), ein Zusammenschluss aus neun Landkreisen, der Haupteigentümer von EnBW.¹²⁰ Beide Mehrheitseigentümer besitzen je 46,75 v.H. der Kapitalanteile.

Zur EnBW gehörten Ende 2013 insgesamt 117 in den Konzernabschluss einbezogene *Tochterunternehmen*.

EnBW wurde bis Oktober 2014 von einem fünfköpfigen *Vorstand* geführt. Seitdem besteht der Vorstand nur noch aus vier Männern. Die Vergütungen des Vorstands beliefen sich 2013 auf insgesamt gut 9,3 Mio. EUR, wovon der Vorstandsvorsitzende Frank Mastiaux knapp 3,2 Mio. EUR erhielt. Das durchschnittliche Arbeitnehmerentgelt (inkl. Arbeitgeberanteil zur Sozialversicherung) lag bei 77.510 EUR. Damit war das Einkommen des Vorstandsvorsitzenden 40mal höher. Beide Werte entsprechen somit den korrespondierenden Angaben bei RWE. Für die aktuellen Mitglieder des Vorstands belaufen sich die *Pensionsverpflichtungen* auf 10,3 Mio. EUR. Die Bezüge der *ehemaligen Vorstandsmitglieder und ihrer Hinterbliebenen*

¹¹⁹ So der EnBW-Vorstandsvorsitzende Goll, in: Handelsblatt vom 11.2.1998

¹²⁰ Vgl. ausführlich zur Entstehungsgeschichte von EnBW: Bontrup, H.-J./Marquardt, R.-M., Kritisches Handbuch der deutschen Elektrizitätswirtschaft, a.a.O., S. 220-230.

beliefen sich 2013 auf 4,3 Mio. EUR. An Pensionsrückstellungen sind für diesen Personenkreis 63,1 Mio. gebildet. Die Pensionsverpflichtungen für die Belegschaft betrugen Ende 2013 insgesamt knapp 4,6 Mrd. EUR.

Der EnBW Konzern unterliegt wie E.ON und RWE dem Mitbestimmungsgesetz von 1976 und praktiziert daher auch nur eine *Scheinmitbestimmung*. Der 20-köpfige Aufsichtsrat ist zwischen Kapital und Arbeit numerisch-paritätisch besetzt. Ihm gehören drei Frauen an. Die *Gesamtvergütung des Aufsichtsrats* belief sich 2013 auf 885.000 EUR.

Die *Umsatzerlöse* sind bei EnBW im Zeitraum von 2002 bis 2013 stark um 132,2 v.H. gestiegen (vgl. Tab. 8). Nach Abzug der Erdgas- und Stromsteuer waren es sogar 137,2 v.H. Auch die *Gesamtleistung (Bruttoproduktionswert)* legte, wenn auch wegen einer nur unterproportionalen Zunahme bei den sonstigen betrieblichen Erträgen, um 125,4 v.H. zu. Wie bei E.ON und RWE erhöhte sich bei EnBW der Materialaufwand in Relation zur Gesamtleistung weit überproportional, so dass die *Materialintensität* von 54,3 auf 79,0 v.H. zulegte. In Folge sank die *Rohertragsquote* stark von 45,7 auf 20,9 v.H. EnBW musste damit an den Beschaffungsmärkten kräftige Einbußen hinnehmen.

Dies machte sich bei der Entwicklung der *Wertschöpfung* von 2002 bis 2013 bemerkbar. Insgesamt lag sie bei 32,4 Mrd. EUR. Zieht man vom Rohertrag die Abschreibungen und sonstigen Aufwendungen ab, wobei die *Abschreibungen* um 5,9 v.H. zulegten und die *sonstigen Aufwendungen* um 24,9 v.H. sanken, so stieg zwar die Wertschöpfung um 19,5 v.H. Die *Wertschöpfungsquote* ging jedoch deutlich von 22,3 auf 11,8 v.H. zurück. Der Rückgang zeigt sich hier aber erst ab 2011. Über den gesamten Beobachtungszeitraum lag die durchschnittliche Wertschöpfungsquote bei 17,3 v.H.

Bei der Beschäftigung kam es zu einem Stellenabbau von 36.918 auf 19.822 Mitarbeiter und Mitarbeiterinnen, wobei sich dieser Rückgang gerade nur in den Jahren 2002 bis 2003 insbesondere wegen des Verkaufs von Nicht-Kerngeschäftsfeldern (wie u.a. der Salamander AG) vollzog. Insgesamt wurden zu Beginn des Konzernumbaus bis 2004 86 EnBW-Gesellschaften verkauft, verschmolzen oder geschlossen. Auch die Zahl der Auszubildenden wurde drastisch um 34,4 v.H. gesenkt. Ab 2004 ist die Beschäftigung bis 2013 bei EnBW mit rund 20.000 Mitarbeitern weitgehend stabil geblieben. Dennoch legte in Anbetracht des insgesamt vollzogenen Personalabbaus und der stark gestiegenen Gesamtleistung die Arbeitsproduktivität um gigantische 319,9 v.H. zu. Der Personalaufwand ging dagegen um 6,9 v.H. zurück.

Tab. 8: Wirtschaftliche Entwicklung EnBW-Konzern

in Mio. EUR	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	kumu- liert	2002-13 in v.H. bzw. PPK
Umsatzerlöse	9.203	11.319	11.177	12.057	14.415	15.741	17.368	16.538	18.406	19.757	20.210	21.373		132,2
Erdgas/Stromsteuer	545	1.366	1.333	1.288	1.195	1.029	1.062	973	897	967	885	833		52,8
Nettoumsatzerlöse	8.658	9952,1	9844	10769	13219	14712	16305	15564	17509	18.790	19.324	20.540		137,2
Bestandsveränderungen	-0,4	-14,3	-9,7	4,7	11,8	1,5	16,2	-2,1	7,8	30,6	-26,6	0,6		
aktivierte Eigenleistungen	29	37,2	46,2	33,7	41,8	51,9	53,6	69,6	65,1	59,7	60	56		92,1
Betriebliche Erträge	893	668	1.052	848	1.061	988	816	1.014	1.317	934	994	1002		12,2
Gesamtleistung (Bruttoproduktionswert)	9.580	10.643	10.932	11.656	14310	15751	17159	16650	18884	19752,6	20405	21597	187.318	125,4
Materialaufwand	5.206	6.155	6.292	7.189	9.364	10.944	12.099	11.121	12.982	15.112	15.289	17.082		228,1
Materialintensität in v.H.	54,3	57,8	57,6	61,7	65,4	69,5	70,5	66,8	69	77	75	79		24,7
Rohertrag	4374	4488	4640	4467	4946	4807	5060	5529	5902	4.641	5.116	4.515	58.483	3,2
Rohertragsquote in v.H.	45,7	42,2	42,4	38,3	34,6	30,5	29,5	33,2	31,3	23,5	25,1	20,9		-24,7
Abschreibungen	920	1.204	1.006	736	838	777	1.072	859	1.190	1138	1018	971	11.728	5,6
Sonstige Aufwendungen	1.317	1.820	1.192	1.190	1.228	997	1.071	1.159	951	1.279	1.171	989		-24,9
Wertschöpfung	2.138	1463	2442	2541	2881	3032	2916	3511	3760	2.225	2.928	2.556	32.391	19,5
Wertschöpfungsquote in v.H.	22,3	13,7	22,3	21,8	20,1	19,3	17,0	21,1	19,9	11,3	14,3	11,8		-10,5
Personalaufwand	1.651	1.629	1.209	1.222	1.434	1.476	1.480	1.618	1.670	1.615	1.585	1.536	18.126	-6,9
Arbeitskosten/Beschäftigten in EUR	44.710	49.016	62.378	68.211	75.707	73.163	72.722	77.345	81.682	77.050	78.874	77.510		73,4
Mehrwert	487	-165	1232	1319	1447	1556	1436	1894	2090	610	1.343	1.019	14.266	109,2
Mehrwert/Beschäftigten in EUR	13.194	-4.978	63.570	73.585	76.378	77.127	70.531	90.537	102.186	29.090	66.798	51.418		289,7
Zinsen	459	426	426	371	291	403	257	357	31	59	103	373	3.556	-18,7
Miete/Pacht/Leasing	105	88	75	60,9	76,2	73	74,7	72,9	46	38	23	24	758	-76,8
Gewinn	-77	-679	731	887	1.079	1.080	1.105	1.463	2.012	512	1.216	622	9.951	
Modifiziertes Finanz- u. Beteiligungsergebnis	-39	-389	-8	194	104	293	131	-206	-502	-1.294	-494	-452	-2.661	
Jahresergebnis vor Gewinnsteuern	-115	-1.069	723	1.081	1.183	1.373	1.236	1.257	1.510	-782	723	170	7.290	
Gewinnsteuer	-84	114	365	483	73	-43	335	433	360	34	177	48	2.294	
Jahresergebnis nach Gewinnsteuern	-31	-1.183	358	598	1.110	1.416	901	824	1.151	-815	546	122	4.996	
Gewinnausschüttungen	146	0	171	215	279	369	491	374	374	208	484	51	3.161	
Anteil Gewinnausschüttungen in v.H.	k.A.	0	47,8	36,0	25,1	26,1	54,5	45,3	32,5	-25,5	88,7	41,7	63,3	
Verteilungsquoten (in v.H.)														
Lohnquote	77,2	111,3	49,5	48,1	49,8	48,7	50,8	46,1	44,4	72,6	54,1	60,1		-17,1
Mehrwertquote	22,8	-11,3	50,5	51,9	50,2	51,3	49,2	53,9	55,6	27,4	45,9	39,9		17,1
Zinsquote	21,4	29,1	17,5	14,6	10,1	13,3	8,8	10,2	0,8	2,6	3,5	14,6		-6,9
Miet/Pacht/Leasingquote	4,9	6,0	3,1	2,4	2,6	2,4	2,6	2,1	1,2	1,7	0,8	1,0		-4,0
Gewinnquote	-3,6	-46,4	29,9	34,9	37,5	35,6	37,9	41,7	53,5	23,0	41,5	24,3		27,9
Beschäftigte/Produktivitäten														
Beschäftigte*	36.918	33.224	19.385	17.918	18.940	20.177	20.357	20.914	20.450	20.959	20.098	19822		-46,3
Arbeitsproduktivität in EUR	25.949	32.034	56.396	65.051	75.554	78.062	84.288	79.612	92.341	94.244	101.526	108.956		319,9
Kapitalintensität in EUR	60.201	75.909	124.422	140.189	148.331	140.830	160.924	165.908	174.964	170.904	182.932	182.324		202,9
Auszubildende	1.583	1.495	1.176	1.137	1.205	1.225	1.247	1.262	1.203	1.178	1.141	1.039		-34,4
Ausbildungsquote in v.H.	4,3	4,5	6,1	6,3	6,4	6,1	6,1	6,0	5,9	5,6	5,7	5,2		1,0

*Ohne Vorstände/Geschäftsführer und Auszubildende

Vermögensstruktur (in Mio. EUR)	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	kumu- liert	2002-13 in v.H. bzw. PPK
Anlagevermögen	16.648	20.732	18.690	19.045	20.734	20.731	20.267	23.250	25.883	24.420	24.205	24.309		46,0
davon Sachanlagen	10.683	12.360	10.452	10.160	11.336	11.416	11.585	11.925	13.936	14.060	13.783	13.924		30,3
Kumul. Sachanlagen	28.442	31.610	29.093	29.325	31.082	31.563	32.490	32.758	35.448	36.057	36.375	36.760		29,2
Kumul. Abschreibungen	18.596	19.397	18.793	19.165	19.746	20.147	20.904	20.833	21.512	21.998	22.593	22.836		22,8
Umlaufvermögen	5.365	4.488	5.429	6.074	7.360	7.683	12.492	11.448	9.897	11.401	12.561	11.832		120,5
Gesamtvermögen	22.013	25.220	24.119	25.119	28.094	28.415	32.759	34.698	35.780	35.820	36.766	36.140		64,2
Anlagevermögen/Umlaufvermögen in v.H.	310,3	462,0	344,3	313,5	281,7	269,8	162,2	203,1	261,5	214,2	192,7	205,5		-104,8
Anlagevermögen/Gesamtvermögen in v.H.	75,6	82,2	77,5	75,8	73,8	73,0	61,9	67,0	72,3	68,2	65,8	67,3		-8,4
Nettoinvestitionen	604	685	655	547	630	817	1.246	1.309	1.625	1.172	817	1.048	11.154	73,4
Investitionsquote in v.H.	2,1	2,2	2,3	1,9	2,0	2,6	3,8	4,0	4,6	3,2	2,2	2,8		0,7
Abschreibungsquote in v.H.	3,2	3,8	3,5	2,5	2,7	2,5	3,3	2,6	3,4	3,2	2,8	2,6		-0,6
Investitionsdeckung in v.H.	152,2	175,8	153,6	134,5	132,9	95,1	86,0	65,6	73,3	97,1	124,6	92,7		-59,5
Anlagenabnutzungsgrad in v.H.	65,4	61,4	64,6	65,4	63,5	63,8	64,3	63,6	60,7	61,0	62,1	62,1		-3,3
Kapitalstruktur (in Mio. EUR)														
Eigenkapital	2.091	1.544	2.348	3.312	4.402	6.002	5.592	6.408	7.603	6.133	6.376	6.083		190,9
Fremdkapital	20.134	23.676	21.771	21.807	23.692	22.414	27.168	28.290	28.178	29.686	30.390	30.058		49,3
davon														
Finanzverbindlichkeiten	7.183	8.049	5.913	4.699	5.110	3.953	5.320	7.184	7.321	7.740	6.765	5.772		-19,6
Rückstellungen	9.070	9.509	9.699	9.821	10.172	10.120	10.417	10.406	11.535	12.414	13.484	13.839		52,6
davon Pensionen	3.654	3.799	3.779	3.768	3.859	3.959	4.130	4.175	4.244	4.292	5.500	4.575		25,2
Verbindlichkeiten LuL	837	1.183	1.157	1.635	2.171	2.329	3.250	2.809	3.166	3.528	3.467	3.605		330,6
Sonstige Verbindlichkeiten	3.044	4.935	5.002	5.652	6.239	6.012	8.181	7.891	6.156	6.003	6.674	6.842		124,8
Gesamtkapital	22.225	25.220	24.119	25.119	28.094	28.415	32.759	34.698	35.780	35.820	36.766	36.140		62,6
Eigenkapitalquote in v.H.	9,4	6,1	9,7	13,2	15,7	21,1	17,1	18,5	21,2	17,1	17,3	16,8		7,4
Statischer Verschuldungsgrad in v.H.	10,4	6,5	10,8	15,2	18,6	26,8	20,6	22,6	27,0	20,7	21,0	20,2		9,9
Anspannungsgrad in v.H.	90,6	93,9	90,3	86,8	84,3	78,9	82,9	81,5	78,8	82,9	82,7	83,2		-7,4
Einfacher Cash Flow	889	22	1.364	1.334	1.947	2.193	1.973	1.683	2.341	322	1.564	1.093		23,0
Innenfinanzierungsquote in V.H.	147,2	3,1	208,2	243,8	309,1	268,5	158,3	128,6	144,1	27,5	191,4	104,4		-42,8
Eigenkapitalrendite vor GewinnSt. in v.H.	-5,5	-69,2	30,8	32,6	26,9	22,9	22,1	19,6	19,9	-12,7	11,3	2,8		8,3
Eigenkapitalrendite nach GewinnSt. in v.H.	-1,5	-76,6	15,2	18,1	25,2	23,6	16,1	12,9	15,1	-13,3	8,6	2,0		3,5
Umsatzrendite in v.H.	-1,3	-10,7	7,3	10,0	9,0	9,3	7,6	8,1	8,6	-4,2	3,7	0,8		2,2
Gesamtkapitalrendite in v.H.	1,5	-2,5	4,8	5,8	5,2	6,3	4,6	4,7	4,3	-2,0	2,2	1,5		0,0
Fremdkapitalzinslast	2,3	1,8	2,0	1,7	1,2	1,8	0,9	1,3	0,1	0,2	0,3	1,2		-1,0
Gesamtkapitalumschlag	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,4	0,5	0,5	0,5	0,6		0,2
Eigenkapitalumschlag	4,1	6,4	4,2	3,3	3,0	2,5	2,9	2,4	2,3	3,1	3,0	3,4		-0,8

Quelle: Auswertung diverser Geschäftsberichte EnBW, eigene Berechnungen

In Folge stieg der unternehmerische *Mehrwert* um 109,2 v.H. und die *Lohnquote* verfiel bis 2010 auf 44,4 v.H. 2002 lag der Anteil des Personalaufwands an der Wertschöpfung noch bei 77,2 v.H. Dies impliziert eine extreme *Umverteilung zu Lasten der Arbeitserträge* um 32,8 Prozentpunkte! Erst ab 2011 ist die Lohnquote bis 2013 wieder auf 60,1 v.H. angestiegen. Dies bedeutet aber gegenüber 2002 immer noch einen Rückgang um 17,1 Prozentpunkte.

Die *Brutto-Gewinne* bei EnBW beliefen sich von 2002 bis 2013 auf 7,3 Mrd. EUR. An *Ertragsteuern* fielen hierauf 2,3 Mrd. EUR an, so dass an kumulierten *Gewinnen nach Steuern* knapp 5 Mrd. EUR übrig blieben. Dies entspricht einer *Steuerquote* von 31,5 v.H. Dabei mussten in den Jahren 2002, 2003 und 2011 *Verluste* in Höhe von insgesamt gut 2 Mrd. EUR hingenommen werden. Diese Verluste stammen aber vorrangig nicht aus dem Kerngeschäft, sondern aus den umfangreichen unternehmerischen Anpassungsprozessen.

Die *Gewinnquote* legte innerhalb der Mehrwertquote bei rückläufiger *Zins- und Miet-/Pachtquote* um 27,9 Prozentpunkte zu. Auch die *Kapitalrenditen*, sieht man von den Verlustjahren ab, sind mehr als auskömmlich und liegen im zweistelligen Bereich. 2013 kam es jedoch zu einem kräftigen Gewinnrückgang und damit auch zu einem starken Verfall der *Eigenkapitalrentabilität* auf 2,8 v.H. vor und 2,0 v.H. nach Ertragsteuern. Ebenso ging die *Gesamtkapitalrendite* zurück. Positiv auf die Kapitalrenditen wirkte sich über den gesamten Untersuchungszeitraum der stärkere Anstieg der *Arbeitsproduktivität* um 319,9 v.H. in Relation zum Anstieg der *Kapitalintensität* um 202,9 v.H. aus. Dennoch lag die *Umsatzrendite*, abgesehen von den Verlustjahren weit über der Rendite der Gesamtwirtschaft.

Positiv von 2002 bis 2013 hat sich bei EnBW das *Vermögen* entwickelt. Es stieg um gut 14 Mrd. EUR bzw. um 64,2 v.H. Das Anlagevermögen legte um 46,0 v.H. zu und das Umlaufvermögen um 120,5 v.H. Der Vermögenszuwachs spiegelt sich auch in einem Anstieg der *Nettoinvestitionen in das Sachanlagevermögen* wider. Diese stiegen um 73,4 v.H. Dennoch nahm die *Investitionsquote* lediglich um 0,7 Prozentpunkte zu. Damit fiel das *Unternehmenswachstum* bei EnBW nur gering aus. Ein *echtes Unternehmenswachstum*, bei dem die Abschreibungsbeträge unterhalb der Nettoinvestitionen liegen, war dagegen in vielen Jahren nicht gegeben. Von 2002 bis 2006 und auch 2012 blieben die Investitionen weit hinter den Abschreibungen zurück. Über den gesamten Beobachtungszeitraum wurden die Investitionen in Sachanlagen ausschließlich aus den Abschreibungen finanziert.

Auch der *Anlagenabnutzungsgrad* mit Werten oberhalb von 60 v.H. deutet auf keinen allzu modernen Kapitalstock hin, sondern eher auf *zurückgestaute bzw. unterlassene Modernisierungsinvestitionen*. Dies wird durch eine sinkende *Abschreibungsquote* bestätigt. An Finanzierungsmöglichkeiten für die getätigten Investitionen hat es EnBW zwischen 2002 und 2013 in keiner Weise gemangelt. Die *Innenfinanzierungsquote* aus dem Cash Flow, sieht man von den Jahren 2003 und 2011 ab, lag weit über 100 v.H., in manchen Jahren sogar über 200 v.H.

Durch den Anstieg des Vermögens ist auch das *Kapital* von EnBW im Zeitraum 2002 bis 2013 um 62,6 v.H. gestiegen. Dabei nahm das Eigenkapital um 190,9 v.H. zu, so dass die *Eigenkapitalquote* von 9,4 auf 16,8 v.H., um 7,4 Prozentpunkte, zulegen konnte. 2010 lagen die Eigenmittel bezogen auf den gesamten Kapitaleinsatz sogar bei 21,2 v.H. Trotzdem bleibt die Eigenkapitalquote weit unter den Werten der Gesamtwirtschaft. Durch den hohen Verlust im Finanz- und Beteiligungsergebnis im Jahr 2011 in Höhe von fast 1,2 Mrd. EUR (im Wesentlichen mitverursacht durch die Abschaltung von zwei Atomkraftwerken und Wertberichtigungen im Gasnetzbereich) sank die Eigenkapitalquote dann wieder ein Stück weit ab.

Die *Verschuldung*, gemessen am *Anspannungsgrad*, hat bei EnBW im Zuge des Anstiegs der Eigenkapitalquote abgenommen. Der *statische Verschuldungsgrad* ist um 9,9 Prozentpunkte, von 10,4 auf 20,2 v.H. gestiegen. Die Möglichkeiten einer *Steigerung der Eigenkapitalrentabilität* durch eine Zunahme des Verschuldungsgrades wurden bei EnBW im Untersuchungszeitraum nicht voll ausgeschöpft. In den meisten Jahren lag die Fremdkapitalzinslast weit unter der Gesamtkapitalrendite.

Zusammenfassung:

Wie E.ON und RWE „stöhnt“ auch EnBW unter der Last Energiewende. Dennoch sieht man „angesichts der unverändert schwierigen Rahmenbedingungen für die gesamte Branche und der dadurch erforderlichen umfangreichen Anpassungsmaßnahmen“ das Geschäftsjahr 2013 noch als „zufriedenstellend“ an. „Zur mittelfristigen Neuausrichtung des Konzerns (...) hat das Unternehmen im Sommer 2013 die Strategie EnBW 2020 verabschiedet und erste Maßnahmen umgesetzt. Wachsende Ergebnisbeiträge der Segmente Netze und – auf Sicht – Erneuerbare Energien und Vertriebe reichen aber zunächst noch nicht aus, um den Ergebnisrückgang im Segment Erzeugung und Handel auszugleichen“¹²¹ (vgl. Kap. 5). Die *Kreditwürdigkeit* wird von den Ratingagenturen mit einem A-Rating positiv bewertet. „Seit 2011 schät-

¹²¹ EnBW Geschäftsbericht 2013, S. 66.

zen die Ratingagenturen die energiepolitischen Rahmenbedingungen in der deutschen Energieversorgerbranche jedoch kritischer ein und attestieren ihr ein schwächeres Geschäftsrisikoprofil. Bislang konnte die EnBW dem branchenweit negativen Ratingtrend weitgehend standhalten.¹²² Mit einer durchschnittlichen *Eigenkapitalrentabilität nach Ertragssteuern* von 8,6 v.H. zwischen 2002 und 2013 liegt EnBW aber unter den Werten der anderen Big-4 und auch weit unter den Werten der Gesamtwirtschaft.

Aussicht für das Geschäftsergebnis 2014:

Im Vorjahresvergleich der ersten neun Monate des Jahres 2014 ist bei EnBW der Außenumsatz mit fast 1 v.H. relativ moderat zurückgegangen.¹²³ Dennoch liegt beim Neunmonatsergebnis (bereinigt und vor Steuern, Zinsen und Abschreibungen) ein Rückgang von fast 11 v.H. vor. Unter Berücksichtigung der Abschreibungen und ohne Herausrechnen von Sondereffekten rutscht das Ergebnis (vor Steuern und Zinsen) sogar in die Verlustzone ab. Das EBIT hat sich im betrachteten Zeitfenster um 1 Mrd. EUR auf ein Minus in Höhe von rund 650 Mio. EUR verschlechtert.

Beim Umsatz konzentrieren sich die Rückgänge allein auf die Vertriebspartei, die eine Erlöseinbuße von 6 v.H. zu verkraften hat. Im Netzbetrieb haben sich die Umsätze hingegen ebenso wie bei der Sparte Erzeugung und Handel belebt. Prozentual am stärksten zugelegt haben die Umsätze mit einem Anstieg von gut 7 v.H. im Segment der EE. Allerdings bezieht sich dieser Zuwachs auf eine Sparte, die lediglich einen Umsatzanteil von rund 2 v.H. aufweist.

Mengenmäßig konnte der Stromabsatz von Januar bis September um knapp 4 v.H. gesteigert werden. Dieser Anstieg resultiert aber primär aus einer Ausweitung des Großhandelsvolumens, während das Geschäft im eigentlichen Vertrieb rückläufig war. Auch im Gasabsatz konnte der Konzern einen Anstieg (gut 17 v.H.) vermelden. Ursächlich waren Handelsaktivitäten und das Geschäft mit Industriekunden und Weiterverteilern. Ähnlich wie bei E.ON und RWE litt aber der Gasabsatz an private Haushalte unter der milden Witterung.

Während die Vertriebspartei beim Gewinn (bereinigt und vor Steuern, Zinsen und Abschreibungen) im betrachteten Zeitraum um fast 7 v.H. zulegen konnte, ist bei allen anderen Sparten ein Gewinneinbruch zu beobachten. Am stärksten fielen diese Einbußen im Netzbetrieb (- 13 v.H.) und in der Sparte Erzeugung und Handel (- 13 v.H.) aus. Im Netzbereich, der rund

¹²² Ebenda, S. 74.

¹²³ Vgl. EnBW, Quartalsfinanzbericht Januar bis September 2014, Karlsruhe 2014.

40 v.H. zum bereinigten Gesamtgewinn beiträgt (EBITDA), wirkten jedoch die witterungsbedingt niedrigeren Durchleitungsmengen von Gas und Strom ergebnismindernd. Auch der Beginn der neuen Regulierungsperiode der Anreizregulierung sorgte hier für Einbußen. In der Sparte Erzeugung und Handel, die zu rund 38 v.H. zum bereinigten Gesamtgewinn (EBITDA) beisteuert, belasteten primär Bewertungseffekte bei Derivaten, aber auch die gefallenen Strompreise im Großhandel. Im Bereich der EE führten die geringen Niederschlagsmengen zu niedrigeren Ergebnisbeiträgen der Laufwasserkraftwerke als im Vorjahresvergleich. Hier reichte auch die zubaubedingt höhere Stromerzeugung in Windenergieanlagen nicht aus, um einen um etwa 8 v.H. reduzierten Ergebnisbeitrag zu verhindern.

Zu dem ohne Bereinigungseffekte am Ende resultierenden Verlust für die ersten drei Quartale haben insbesondere zwei Sonderentwicklungen beigetragen. So wurden im Posten Materialaufwand Drohverlustrückstellungen für langfristige, nicht mehr kostendeckende Strombezugsverträge verbucht. Sie wurden um 164 Mio. EUR auf etwa 346 Mio. EUR gegenüber dem Vorjahreszeitraum aufgestockt. Besonders schlugen aber außerplanmäßige Abschreibungen zu Buche. Bei nahezu unveränderten planmäßigen Abschreibungen stiegen dadurch die Abschreibungen insgesamt um ca. 1,2 Mrd. EUR auf rund 1,9 Mrd. EUR an. Ausschlaggebend waren – ähnlich wie im Verlustjahr 2013 bei RWE – Wertberichtigungen auf das Stromerzeugungsportfolio infolge deutlich verschlechterter Erwartungen für die langfristige Strompreisentwicklung.

Hochgerechnet auf das Jahr wird für das bereinigte Ergebnis (vor Steuern, Zinsen und Abschreibungen) ein Rückgang von nur noch 5 v.H. gegenüber 2013 erwartet, weil sich die negativen Bewertungseffekte bei den Derivaten im Schlussquartal reduzieren sollten.

Im Unterschied zu RWE und E.ON kam es bei EnBW sogar zu einem leichten Beschäftigungsanstieg von 145 Menschen (knapp 1 v.H.) gegenüber dem Jahresultimo. Und auch bei den Investitionen fällt EnBW mit einer Expansion aus dem Rahmen. Der Konzern hat seine Investitionen im Zeitraum von Januar bis September 2014 gegenüber 2013 mehr als verdoppelt.

4.3.4 Vattenfall

Die Vattenfall Europe AG (Vattenfall deutsch: Wasserfall) ist als schwedisches Staatsunternehmen 2002 aus der Zusammenführung der Hamburgische Electricitätswerke AG und der Vereinigte Energiewerke AG sowie der LAUBAG Lausitzer Braunkohle AG hervorgegangen.

Zu diesem Verbund kam dann noch 2003 die Berliner Bewag AG dazu. Der gesamte Zusammenschluss zur Vattenfall Europe wurde seinerzeit sowohl von der Politik als auch vom Bundeskartellamt begrüßt. Hierdurch werde „ein ressourcenstarker Wettbewerber geschaffen, der als vertikal integriertes Unternehmen auf allen drei betroffenen Märkten dem fusionsbedingten Wegfall der gewichtigen Wettbewerber VEW (inzwischen integriert in RWE) und Bayernwerk AG (inzwischen integriert in E.ON Energie) und den Wettbewerbsbeschränkungen, die aus dem zeitlichen Auseinanderfallen des Vollzugs der 2000er Fusionen und der Umsetzung der Auflagen resultieren, entgegenwirkt. Künftig werden neben RWE und E.ON mit HEW/Bewag/Veag (d.h. Vattenfall Europe) und EnBW zwei weitere Unternehmen über gewichtige Kraftwerkskapazitäten, Teile des Übertragungsnetzes und Zugang zu Stromimporten auf Grund ihrer Netzkuppelstellen verfügen.“¹²⁴ Mit der Zusammenlegung der Unternehmen und der Bildung von Vattenfall Europe wurde zugleich eine Forderung des ehemaligen Bundeswirtschaftsministers Müller aus dem Jahre 2000 erfüllt, eine „vierte Kraft“ neben den drei anderen „Stromriesen“ in Deutschland zu formen.

Anders als E.ON, RWE und EnBW hatte Vattenfall Europe von vornherein nicht auf eine „*Multi-Utility-Strategie*“ gesetzt. Man beschränkte sich weitgehend auf seine aus den originären Zusammenschlüssen erwachsenen *Kerngeschäftsfeldern* als vertikal integrierter Strom- und Gasversorger, als Wärmeanbieter aus KWK-Anlagen und als Förderer von im Stromerzeugungsprozess selbst benötigter Braunkohle. Heute ist Vattenfall als skandinavische Unternehmensgruppe in mehreren Ländern Nord- und Mitteleuropas vertreten. In Skandinavien ist das Unternehmen der größte und in Deutschland sowie in den Niederlanden jeweils der drittgrößte Stromanbieter. Auch hier spielt also, wie bei E.ON und RWE, die *internationale Ausrichtung* eine große Rolle.

Zur Vattenfall Europe AG gehörten Ende 2011 insgesamt 74 in den Konzernabschluss einbezogene *Tochterunternehmen* an der Vattenfall entweder zu 100 v.H. oder mit mindestens 20 v.H. beteiligt war.

Die Vattenfall Europe AG wurde bis zu ihrer Verschmelzung mit dem Vattenfall-Konzern im Jahr 2012 von einem dreiköpfigen *Vorstand* geführt. Darunter war keine Frau. Die *Vergütungen des Vorstands* beliefen sich 2011 auf insgesamt gut 2,7 Mio. EUR. Durchschnittlich entfielen auf jedes Vorstandsmitglied also 900.000 EUR. Das durchschnittliche Arbeitnehmerentgelt (inkl. Arbeitgeberanteil zur Sozialversicherung) lag bei 73.215 EUR. Die Vor-

¹²⁴ Bundeskartellamt, Fusionskontrollverfahren B8-40100-U-15/0, S. 18.

standsbezüge waren somit im Durchschnitt gut 12-mal so hoch wie das Arbeitsentgelt eines Mitarbeiters. Dies ist im Vergleich zu den anderen drei Großen der Strombranche mit Abstand der niedrigste Wert. Die Bezüge *früherer Mitglieder des Vorstands und ihrer Hinterbliebenen* beliefen sich 2011 auf 4,2 Mio. EUR. An Rückstellungen für deren Pensionen waren hier Ende 2011 knapp 33 Mio. EUR gebildet worden. Die Pensionsverpflichtungen für die Belegschaft betrugen Ende 2011 insgesamt knapp 2 Mrd. EUR.

Der Konzern unterliegt ebenfalls dem Mitbestimmungsgesetz von 1976. Der 20-köpfige Aufsichtsrat ist zwischen Kapital und Arbeit numerisch-paritätisch besetzt. Ihm gehört nur eine Frau an. Die *Gesamtvergütung des Aufsichtsrats* belief sich 2011 auf 557.000 EUR.

Aufgrund einer gesellschaftsrechtlichen Verschmelzung der Vattenfall Europe mit dem gesamten Vattenfall-Konzern ab dem Jahr 2012 können die Bilanzen und Gewinn- und Verlustrechnungen nur von 2002 bis 2011 im Vergleich mit E.ON, RWE und EnBW ausgewertet werden.

Für die Jahre 2012 und 2013 weist dabei der *Vattenfall-Konzern* die folgenden wirtschaftlichen Kennziffern aus:

Tab. 9: Wirtschaftliche Kennzahlen Vattenfall-Konzern

	2012	2013
Umsatz	18.886	19.379
Betriebsergebnis vor Abschreibungen (EBITDA)	6.126	4.890
Betriebsergebnis vor Zinsen (EBIT)	2.930	-728
Gewinn vor Ertragssteuern	2.045	-1.717
Gewinn nach Ertragssteuern	1.924	-1.529
Eigenkapital	16.861	14.755
Eigenkapitalquote in v.H.	28,3	26,9
Nettoverschuldung	12.632	12.068
Eigenkapitalrentabilität vor Steuern in v.H.	12,1	-11,6
Eigenkapitalrendite nach Steuern in v.H.	11,4	-10,4
Beschäftigte	32.794	31.819

Angaben in Mio. EUR bzw. v.H.

Quelle: Geschäftsberichte Vattenfall-Konzern, eigene Berechnungen

Bei der *Vattenfall Europe AG* betrug im zuletzt bilanzierten Jahr 2011 der Umsatz 11,9 Mrd. EUR. Insgesamt stieg hier der *Umsatz* von 2002 bis 2011 um 34,9 v.H. Die *Gesamtleistung* legte aber nur um 22,7 v.H. zu. Dies lag an einem überproportionalen Rückgang der *sonstigen betrieblichen Erträge* um 76,8 v.H. Da auch hier, wie bei E.ON, RWE und EnBW, die Materialaufwendungen mit 46,8 v.H. stärker zulegten als die Gesamtleistung, nahm der *Rohertrag*

um 9,6 v.H. ab und die *Rohertragsquote* ging um 11,2 Prozentpunkte zurück. Zwischen 2002 und 2011 lag dabei die jahresdurchschnittliche Rohertragsquote bei 34,8 v.H.

Auch die *Wertschöpfung* und die *Wertschöpfungsquote* reduzierten sich um 6 v.H. bzw. 4 Prozentpunkte. Die jahresdurchschnittliche Wertschöpfungsquote zwischen 2002 und 2011 lag bei 18,9 v.H. Die *Abschreibungen* gingen um 15,6 v.H. zurück und auch die sonstigen Aufwendungen verringerten sich um 9,1 v.H.

Bei der *Beschäftigung* kam es im Vergleich zu den anderen drei Großkonzernen nur zu einem moderaten Abbau um 2,0 v.H., von 19.674 auf 19.272 Mitarbeiter. Stark nahm dagegen mit einem Minus von 19,5 v.H. die Zahl der *Auszubildenden* ab. Die *Arbeitsproduktivität* stieg um 25,3 v.H. Der *Personalaufwand* legte insgesamt um 25,9 v.H. und die Arbeitskosten je Beschäftigten um 28,5 v.H. zu. Infolge ging der *Mehrwert* von 2002 bis 2011 um 68,9 v.H. zurück und der *Gewinn* sogar um 77,7 v.H.

Die *Lohnquote* stieg somit von 66,3 auf 88,9 v.H. und die Mehrwertquote ging in gleicher Höhe zurück. Auch die *Gewinnquote* reduzierte sich um 12,6 v.H. Hier lag also eine starke *Umverteilung zu Lasten der Besitzeinkommen* vor!

Trotzdem beliefen sich die *Gewinne* vor Ertragsteuern bei der Vattenfall Europe AG von 2002 bis 2011 kumuliert auf knapp 8,5 Mrd. EUR. An *Ertragsteuern* fielen hierauf 2,1 Mrd. EUR an, so dass an *Gewinnen nach Steuern* fast 6,4 Mrd. EUR übrig blieben. Dies entspricht einer *Steuerquote* von 24,7 v.H. Dabei wurde nur im Jahr 2003 ein *Verlust* in Höhe von 131 Mio. EUR erzielt.

Die *Eigenkapitalrendite vor Ertragsteuern*, sieht man vom Verlustjahr 2003 und von 2010 ab, lag immer im zweistelligen Bereich. Auch die *Gesamtkapital- und Umsatzrendite* weisen hohe Werte aus. Dennoch war die Zunahme der Kapitalintensität mit 31,3 v.H. stärker ausgeprägt als die Steigerung der *Arbeitsproduktivität* um 25,3 v.H. Von 2002 bis 2011 nahm bei Vattenfall Europe auch das *Vermögen* um 28,6 v.H. zu. Es stieg um gut 4,9 Mrd. EUR. Das Anlagevermögen legte dabei aber nur um 4,3 v.H. zu, während das Umlaufvermögen um 115,7 v.H. expandierte. Es kam überdies zu einem Anstieg der *Nettoinvestitionen in das Sachanlagevermögen*. Diese stiegen um 60,8 v.H. Dennoch nahm die *Investitionsquote* lediglich um 1,4 Prozentpunkte zu. Da die Abschreibungsbeträge mit insgesamt 10,3 Mrd. EUR oberhalb der Nettoinvestitionen in Höhe von 9,5 Mrd. EUR lagen, war *kein echtes Unternehmenswachstum* bei Vattenfall Europe von 2002 bis 2011 zu verzeichnen.

Tab. 10: Wirtschaftliche Entwicklung Vattenfall Europe AG

in Mio. EUR	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	kumu- liert	2002-13 in v.H. bzw. PPK
Umsatzerlöse	9.236	8.943	11.168	10.896	11.404									
Erdgas/Stromsteuer	376	487	462	353	280									
Nettoumsatzerlöse	8.860	8.456	10.706	10.543	11.125	12.267	13.462	14.462	13.040	11.956				34,9
Bestandsveränderungen	-8,7	18,5	6,6	0	0	0	0	0	0	0				
aktivierte Eigenleistungen	14	25	19,7	0	0	0	0	0	0	0				
Betriebliche Erträge	1.079	743	821	87	113	106	195	101	98	251				-76,8
Gesamtleistung (Bruttoproduktionswert)	9.944	9.242	11.553	10.631	11.238	12.372	13.657	14.563	13.138	12.206			118.544	22,7
Materialaufwand	5.698	5.388	7.480	6.711	6.900	7.753	9.588	10.421	9.026	8.367				46,8
Materialintensität in v.H.	57,3	58,3	64,7	63,1	61,4	62,7	70,2	71,6	69	69				11,2
Rohertrag	4.246	3.855	4.073	3.920	4.338	4.619	4.069	4.142	4.112	3.840			41.214	- 9,6
Rohertragsquote in v.H.	42,7	41,7	35,3	36,9	38,6	37,3	29,8	28,4	31,3	31,5				-11,2
Abschreibungen	1.092	1.146	1.124	951	1.173	1.017	972	981	950	921			10.325	-15,6
Sonstige Aufwendungen	1.464	1.354	1.267	495	391	626	256	325	1.033	1.331				-9,1
Wertschöpfung	1.690	1.355	1.682	2.474	2.774	2.977	2.841	2.837	2.130	1.588			22.347	-6,0
Wertschöpfungsquote in v.H.	17,0	14,7	14,6	23,3	24,7	24,1	20,8	19,5	16,2	13,0				-4,0
Personalaufwand	1.121	1.188	1.088	1.349	1.352	1.278	1.320	1.406	1.435	1.411			12.946	25,9
Arbeitskosten/Beschäftigten in EUR	56.979	63.298	61.051	64.440	67.867	64.985	67.066	70.407	74.209	73.215				28,5
Mehrwert	569	167	595	1125	1422	1699	1521	1431	695	177			9.401	-68,9
Mehrwert/Beschäftigten in EUR	28.927	8.890	33.386	53.767	71.427	86.414	77.311	71.629	35.946	9.179				-68,3
Zinsen	290	293	230	133	179	182	263	148	111	85			1.913	-70,7
Miete/Pacht/Leasing	0	0	28	21	19	33,5	33,6	31,5	32	30			228	
Gewinn	279	-126	337	971	1.224	1.484	1.225	1.251	552	62			7.260	-77,7
Modifiziertes Finanz- u. Beteiligungsergebnis	108	78	59	10	6	8	8	11	3	910			1.202	739,1
Jahresergebnis vor Gewinnsteuern	388	-48	396	982	1.231	1.492	1.233	1.262	555	972			8.462	150,7
Gewinnsteuer	176	83	157	255	296	210	361	354	296	-89			2.099	-150,6
Jahresergebnis nach Gewinnsteuern	212	-131	239	726	935	1.282	872	908	259	1.061			6.363	401,4
Gewinnausschüttungen	74	83	82	83	81	81	437	0	1.956	0			2.876	
Anteil Gewinnausschüttungen in v.H.	34,8	k.A.	34,2	11,4	8,7	6,3	50,1	0,0	756,0	0			45,2	
Verteilungsquoten (in v.H.)														
Lohnquote	66,3	87,7	64,6	54,5	48,7	42,9	46,5	49,6	67,4	88,9				22,5
Mehrwertquote	33,7	12,3	35,4	45,5	51,3	57,1	53,5	50,4	32,6	11,1				-22,5
Zinsquote	17,1	21,6	13,6	5,4	6,5	6,1	9,2	5,2	5,2	5,4				-11,8
Miet/Pacht/Leasingquote	0,0	0,0	1,7	0,8	0,7	1,1	1,2	1,1	1,5	1,9				1,9
Gewinnquote	16,5	-9,3	20,0	39,3	44,1	49,8	43,1	44,1	25,9	3,9				-12,6
Beschäftigung/Produktivitäten														
Beschäftigte*	19.674	18.773	17.813	20.931	19.914	19.660	19.679	19.971	19.332	19.272				-2,0
Arbeitsproduktivität in EUR	50.544	49.231	64.859	50.788	56.432	62.931	69.401	72.920	67.959	63.335				25,3
Kapitalintensität in EUR	87.299	84.819	84.299	93.655	94.028	96.667	108.920	118.825	106.753	114.589				31,3
Auszubildende	1.566	1.478	1.393	1.419	1.376	1.400	1.416	1.399	1.286	1.260				-19,5
Ausbildungsquote in v.H.	8,0	7,9	7,8	6,8	6,9	7,1	7,2	7,0	6,7	6,5				-1,4

*ohne Vorstände/Geschäftsführer und Auszubildende

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	kumu- liert	2002-13 in v.H. bzw. PPK
Vermögensstruktur (in Mio. EUR)														
Anlagevermögen	13.436	12.610	11.921	15.476	14.332	13.952	14.700	14.684	14.004	14.020				4,3
davon Sachanlagen	11.569	10.864	10.232	12.401	11.981	11.727	12.433	13.095	12.058	12.185				5,3
Kumul. Sachanlagen	29.667	29.851	30.093	30.009	30.041	30.661	32.135	32.997	30.939	32.061				8,1
Kumul. Abschreibungen	11.569	10.863	10.232	12.401	11.981	12.008	12.433	13.095	12.058	12.185				5,3
Umlaufvermögen	3.739	3.313	3.095	4.127	4.393	5.053	6.734	9.047	6.634	8.064				115,7
Gesamtvermögen	17.175	15.923	15.016	19.603	18.725	19.005	21.434	23.731	20.638	22.084				28,6
Anlagevermögen/Umlaufvermögen in v.H.	359,3	380,6	385,2	375,0	326,3	276,1	218,3	162,3	211,1	173,9				-185,5
Anlagevermögen/Gesamtvermögen in v.H.	78,2	79,2	79,4	78,9	76,5	73,4	68,6	61,9	67,9	63,5				-14,7
Nettoinvestitionen	824	433	457	540	665	936	1.347	1.567	1.421	1.325			9.515	60,8
Investitionsquote in v.H.	2,8	1,5	1,5	1,8	2,2	3,1	4,2	4,7	4,6	4,1				1,4
Abschreibungsquote in v.H.	3,7	3,8	3,7	3,2	3,9	3,3	3,0	3,0	3,1	2,9				-0,8
Investitionsdeckung in v.H.	132,5	264,6	246,0	176,1	176,4	108,6	72,1	62,6	66,8	69,5				-63,0
Anlagenabnutzungsgrad in v.H.	39,0	36,4	34,0	41,3	39,9	39,2	38,7	39,7	39,0	38,0				-1,0
Kapitalstruktur (in Mio. EUR)														
Eigenkapital	3.644	3.425	3.612	5.936	7.091	8.420	8.605	9.833	8.252	9.116				150,2
Fremdkapital	13.532	12.498	11.405	13.667	11.634	10.585	12.830	13.897	12.385	12.968				-4,2
davon														
Finanzverbindlichkeiten	1.661	1.136	1.026	2.362	1.442	1.090	1.119	2.052	1.499	1.432				-13,8
Rückstellungen	7.799	7.597	7.248	7.015	6.624	6.258	6.438	6.620	6.415	5.839				-25,1
davon Pensionen	1.287	1.362	1.384	1.770	1.821	1.913	1.928	1.948	1.958	1.974				53,3
Verbindlichkeiten LuL	655	548	413	729	802	700	1.341	2.600	1.562	2.994				357,4
Sonstige Verbindlichkeiten	3.417	3.217	2.718	3.561	2.767	2.538	3.932	2.625	2.910	2.703				-20,9
Gesamtkapital	17.175	15.923	15.016	19.603	18.725	19.005	21.434	23.731	20.638	22.084				28,6
Eigenkapitalquote (in v.H.)	21,2	21,5	24,1	30,3	37,9	44,3	40,1	41,4	40,0	41,3				20,1
Statischer Verschuldungsgrad in v.H.	26,9	27,4	31,7	43,4	60,9	79,5	67,1	70,8	66,6	70,3				43,4
Anspannungsgrad in v.H.	78,8	78,5	75,9	69,7	62,1	55,7	59,9	58,6	60,0	58,7				-20,1
Einfacher Cash Flow	1.303	1.014	1.363	1.677	2.108	2.299	1.844	1.889	1.208	1.982				52,1
Innenfinanzierungsquote in v.H.	158,2	234,3	298,3	310,6	316,9	245,6	136,9	120,5	85,0	149,6				-8,5
Eigenkapitalrendite vor Gewinnsteuern in v.H.	10,6	-1,4	11,0	16,5	17,4	17,7	14,3	12,8	6,7	10,7				0,0
Eigenkapitalrendite nach Gewinnsteuern in v.H.	5,8	-3,8	6,6	12,2	13,2	15,2	10,1	9,2	3,1	11,6				5,8
Umsatzrendite in v.H.	4,4	-0,6	3,7	9,3	11,1	12,2	9,2	8,7	4,3	8,1				3,8
Gesamtkapitalrendite in v.H.	3,9	1,5	4,2	5,7	7,5	8,8	7,0	5,9	3,2	4,8				0,8
Fremdkapitalzinslast	2,1	2,3	2,0	1,0	1,5	1,7	2,0	1,1	0,9	0,7				-1,5
Gesamtkapitalumschlag	0,5	0,5	0,7	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5				0,0
Eigenkapitalumschlag	2,4	2,5	3,0	1,8	1,6	1,5	1,6	1,5	1,6	1,3				-1,1

Quelle: Auswertung diverser Geschäftsberichte Vattenfall, eigene Berechnungen

Dagegen deutet aber dennoch der *Anlagenabnutzungsgrad* mit Werten unterhalb von 40 v.H. auf einen zumindest nicht veralteten Kapitalstock hin. Die getätigten Investitionen in Sachanlagen hätten bei der Vattenfall Europe AG zwischen 2002 und 2011, bis auf das Jahr 2010, immer innenfinanziert werden können.

Mit dem Vermögen ist auch das *Kapital* um 28,6 v.H. gestiegen. Dabei nahm das Eigenkapital um 150,2 v.H. zu, so dass die schon hohe *Eigenkapitalquote* des Jahres 2002 von 21,2 auf 41,3 v.H. im Jahr 2011, um 20,1 Prozentpunkte, zulegte. Der Grund liegt in einer nur relativ geringen jahresdurchschnittlichen *Gewinnausschüttungsquote* von 45,2 v.H. Dennoch hat der *statische Verschuldungsgrad* um 43,4 Prozentpunkte zugelegt, der Anspannungsgrad ist aber um 20,1 Prozentpunkte gesunken. Auch hier wurden, wie bei E.ON, RWE und EnBW, die Möglichkeiten einer *Steigerung der Eigenkapitalrentabilität* durch eine Zunahme des Verschuldungsgrades nicht voll ausgeschöpft. Bis auf 2003 lag die Fremdkapitalzinslast weit unter der Gesamtkapitalrendite.

Zusammenfassung:

Die Vattenfall Europe AG erzielte von 2002 bis 2011 eine jahresdurchschnittliche Eigenkapitalrentabilität vor Ertragsteuern in Höhe von 12,5 v.H. und nach Steuern von 9,4 v.H. Damit liegen die Werte bei Vattenfall weit unter den Renditen der Gesamtwirtschaft und auch der Elektrizitätswirtschaft. Der Grund: Vattenfall hat von allen Big-4 die mit Abstand höchste Eigenkapitalquote und den niedrigsten Anspannungsgrad. Auffallend ist bei der Vattenfall Europe AG auch der, im Vergleich zu den anderen drei großen Energieversorgern, nur geringe Personalabbau von 2002 bis 2011 in Höhe von 2,0 v.H. und der geringste Anlagenabnutzungsgrad, was von einem hohen Modernisierungsgrad der Anlagen bei Vattenfall zeugt. Die Steigerungsrate der Arbeitsproduktivität fällt im Vergleich mit E.ON, RWE und EnBW bei Vattenfall mit 25,3 v.H. von 2002 bis 2011 aber am niedrigsten aus.

Aussicht für das Geschäftsergebnis 2014:

Der Vattenfall Konzern meldet für die ersten drei Quartal des Jahres 2014 einen Umsatzeinbruch von gut 6 v.H. im Vorjahresvergleich.¹²⁵ Im Neunmonatsergebnis (vor Steuern, Zinsen und Abschreibungen) resultiert eine Verschlechterung von rund 15 v.H. Unter Berücksichtigung von Abschreibungen verbleibt im EBIT ein Verlustausweis in Höhe von rund 9 Mrd.

¹²⁵ Vgl. Vattenfall, Interim Report January – September 2014, Stockholm 2014.

SEK (knapp 1 Mrd. EUR), der aber um 9 v.H. niedriger ausfällt als im selben Vorjahreszeitraum.

Der Umsatzrückgang spiegelt dabei einerseits mengenmäßige Absatzeinbußen wider. In der Stromerzeugung wird über ein Minus von gut 5 v.H. (primär betroffen ist die Erzeugung mit Hilfe fossiler Kraftwerke: -7,5 v.H.), im Stromabsatz über einen Rückgang von rund 2 v.H., im Wärmeabsatz von 23 v.H. und im Gasabsatz von ca. 24 v.H. berichtet. Andererseits schlagen sich in den Umsatzzahlen auch niedrigere Preise vorrangig bei Strom nieder.

Darüber hinaus beeinträchtigen Abschreibungen in Höhe von 23 Mrd. SEK (rund 2,4 Mrd. EUR) das Ergebnis stark. Hintergrund der Abschreibungen ist – wie bei den anderen drei großen Stromanbietern – zum einen die angesichts der langfristig erwarteten Strompreisentwicklung verschlechterte Rentabilität der Kraftwerke. Für die fossilen Kraftwerke in Deutschland wurde eine außerplanmäßige Wertberichtigung von 8,2 Mrd. SEK (etwa 0,9 Mrd. EUR) vorgenommen. Davon entfallen 5,6 Mrd. SEK (0,6 Mrd. EUR) alleine auf das Kohlekraftwerk in Moorburg. Bei den fossilen Kraftwerken in den Niederlanden wurden 2,6 SEK (knapp 0,3 Mrd. EUR) abgeschrieben. Zum anderen wurden Abschreibungen auf den Goodwill aus Handelspositionen in Höhe von 10 Mrd. SEK (ca. 1 Mrd. EUR) verbucht.

Das alles in allem dominierende Geschäft in Kontinentaleuropa und Großbritannien, der Umsatzanteil beträgt hier 72 v.H., weicht vom Konzernergebnis nicht nennenswert ab. Die Umsatzeinbußen belaufen sich hier auf rund 6 v.H. Das EBITDA hat sich in den ersten neun Monaten von 2014 um 14 v.H. gegenüber dem Vorjahr verschlechtert.

Bei den Investitionen stellt Vattenfall ein leichtes Plus von knapp 5 v.H. im Vorjahresvergleich heraus. Dabei bleiben die Investitionen im Bereich der Stromerzeugungsanlagen in etwa auf dem Niveau der ersten drei Quartale von 2013. Der Anstieg resultiert vorrangig aus erhöhten Investitionen in KWK-Anlagen und die Netze.

Bei den Beschäftigten hält der Personalabbau an. Im Konzern wurden in den ersten neun Monaten fast 1.500 Stellen (Vollzeitäquivalent) abgebaut, das entspricht einem Minus von knapp 5 v.H.

4.3.5 Big-4 in der Zusammenfassung

Wie sieht nun zusammenfassend die wirtschaftliche Entwicklung der Big-4 seit ihrer Gründung bis heute aus? Hier ergibt sich bei den wesentlichen Kennziffern ein differenziertes Bild (vgl. Tab. 11).

Zunächst einmal ist der *Umsatzanteil der Big-4* an der Gesamtwirtschaft mit rund 3,5 v.H. nicht besonders hoch.¹²⁶ Bei den *Umsatzerlösen* kam es von 2002 bis 2013 zu einer stark unterschiedlichen Steigerung. Während E.ON Umsatzzuwächse von fast 240 v.H. verbuchen konnte, stieg der Umsatz bei RWE lediglich um ca. 18 v.H. EnBW legte beim Umsatz mit knapp 140 v.H. auch kräftig zu und Vattenfall Europe schaffte immerhin ein Umsatzplus von fast 35 v.H. (2002 bis 2011). Vergleicht man allerdings die Umsatzentwicklung der Big-4 mit der gesamten Elektrizitätswirtschaft, so gingen die *Marktanteile der Big-4* von 87 v.H. im Jahr 2002 auf 46 v.H. im Jahr 2011 gravierend um über 40 Prozentpunkte zurück.

Auch die *Rohertragsquote* (Rohertrag in Relation zur Gesamtleistung) differiert zwischen den Big-4 und hat von 2002 bis 2013 (bzw. bis 2011 bei Vattenfall) bei allen vier Unternehmen stark abgenommen. Dieser Rückgang korreliert mit einem Anstieg der Materialintensität. Der Anstieg der Brennstoffkosten war somit höher als der der Gesamtleistung, die im Markt verkauft werden konnte. Die Big-4 konnten demnach die steigenden Vorleistungskosten nicht voll über ihre Strom- und Gaspreise an ihren Absatzmärkten abwälzen. So verringerte sich bei E.ON die Rohertragsquote von ca. 55 v.H. (2002) um fast 36 Prozentpunkte (bis 2013) besonders stark. Bei RWE waren es etwa 17 Prozentpunkte, bei EnBW 25 Prozentpunkte und bei Vattenfall Europe 11 Prozentpunkte (von 2002 bis 2011). Von diesem heftigen Rückgang war aber auch die *gesamte Elektrizitätswirtschaft* betroffen. Hier ging von 2006 bis 2013 die Rohertragsquote von 37 v.H. um fast 19 Prozentpunkte zurück. In der *Gesamtwirtschaft* war dies dagegen nicht der Fall. Alle Big-4 erreichten dabei von 2006 bis 2012 auch nicht das höhere Niveau der Gesamtwirtschaft bei der Rohertragsquote. Und auch der Rückgang der Quote war hier mit 2,4 Prozentpunkten im Vergleich nur sehr gering.

¹²⁶ Und auch der Anteil der gesamten Elektrizitätswirtschaft an der Gesamtwirtschaft liegt nur bei rund 9 v.H.

Tab. 11: Wirtschaftliche Entwicklung: Big-4 im Vergleich

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Umsatzerlöse in Mio. EUR												
E.ON	36.126	42.541	44.747	51.854	64.197	68.731	86.753	81.817	92.863	112.954	132.093	122.450
RWE	43.487	42.771	40.996	40.518	42.871	41.053	47.500	46.191	50.722	49.153	50.771	51.393
EnBW	8.658	9.952	9.844	10.769	13.219	14.712	16.305	15.564	17.509	18.790	19.324	20.540
Vattenfall Europe	8.860	8.456	10.706	10.543	11.125	12.267	13.462	14.462	13.040	11.956		
Gesamt Big-4	97.131	103.720	106.293	113.684	131.412	136.763	164.020	158.034	174.134	192.853		
Elektrizitätswirtschaft (gesamt)	111.848	118.329	140.627	162.005	191.714	225.769	284.654	315.666	364.223	416.075		
Marktanteil Big-4 in v.H.	86,8	87,7	75,6	70,2	68,5	60,6	57,6	50,1	47,8	46,4		
Gesamtwirtschaft in Mrd. EUR					4.584,2	4.817,4	5.063,0	4.594,6	5.031,8	5.501,9		
Marktanteil Big-4 an Gesamtwi. in v.H.					2,9	2,8	3,2	3,4	3,5	3,5		
Marktanteil Elektrizitätswirtschaft in v.H.					4,2	4,7	5,6	6,9	7,2	7,6		
Rohertragsquote in v.H.												
E.ON	54,9	39,4	43,2	40,5	34,8	34,8	35,3	42,1	32,7	23,1	19,5	19,1
RWE	49,3	51,7	48,4	43,4	38,5	37,3	32,5	37,8	36,5	33,9	34,5	32,6
EnBW	45,7	42,2	42,4	38,3	34,6	30,5	29,5	33,2	31,3	23,5	25,1	20,9
Vattenfall Europe	42,7	41,7	35,3	36,9	38,6	37,3	29,8	28,4	31,3	31,5		
Elektrizitätswirtschaft					37,0	35,8	30,3	27,8	26,6	22,2		
Gesamtwirtschaft					39,1	38,9	38,1	39,3	38,5	36,7		
Wertschöpfungsquote in v.H.												
E.ON	37,2	27,0	28,8	26,1	18,6	16,2	8,8	17,3	14,4	3,7	6,7	7,6
RWE	25,6	25,8	26,3	23,4	21,6	22,8	20,8	24,7	21,9	18,4	17,8	10,1
EnBW	22,3	13,7	22,3	21,8	20,1	19,3	17,0	21,1	19,9	11,3	14,3	11,8
Vattenfall Europe	17,0	14,7	14,6	23,3	24,7	24,1	20,8	19,5	16,2	13,0		
Elektrizitätswirtschaft					16,2	14,9	14,2	12,7	11,7	8,5		
Gesamtwirtschaft					22,2	22,5	21,1	21,5	21,6	20,8		
Lohnquote in v.H.												
E.ON	42,8	38,1	31,8	29,5	34,0	36,9	56,6	28,8	33,6	126,3	53,6	46,3
RWE	61,1	61,6	52,3	53,1	50,9	41,1	43,8	38,9	42,7	54,8	56,9	97,6
EnBW	77,2	111,3	49,5	48,1	49,8	48,7	50,8	46,1	44,4	72,6	54,1	60,1
Vattenfall Europe	66,3	87,7	64,6	54,5	48,7	42,9	46,5	49,6	67,4	88,9		
Elektrizitätswirtschaft					49,3	40,6	34,3	34,9	31,8	41,3		
Gesamtwirtschaft					69,9	66,9	69,8	73,8	69,4	69,1		
Gewinnquote in v.H.												
E.ON	47,0	46,5	55,3	58,4	50,8	46,2	8,4	55,2	46,6	-89,1	17,7	27,0
RWE	19,9	16,4	25,1	21,7	18,6	44,1	45,8	50,8	45,2	32,5	27,8	-20,7
EnBW	-3,6	-46,4	29,9	34,9	37,5	35,6	37,9	41,7	53,5	23,0	41,5	24,3
Vattenfall Europe	16,5	-9,3	20,0	39,3	44,1	49,8	43,1	44,1	25,9	3,9		
Elektrizitätswirtschaft					23,2	28,0	41,1	39,6	41,7	25,1		
Gesamtwirtschaft					19,2	22,5	19,1	15,1	19,5	20,0		
Umsatzrendite in v.H.												
E.ON	-1,9	13,0	15,2	13,9	8,8	13,9	2,9	14,3	9,6	-2,7	2,4	2,5
RWE	6,4	5,0	9,6	9,4	8,3	12,7	10,2	12,1	9,8	6,2	4,4	-2,9
EnBW	-1,3	-10,7	7,3	10,0	9,0	9,3	7,6	8,1	8,6	-4,2	3,7	0,8
Vattenfall Europe	4,4	-0,6	3,7	9,3	11,1	12,2	9,2	8,7	4,3	8,1		
Elektrizitätswirtschaft					3,8	4,2	5,9	5,0	4,9	2,1		
Gesamtwirtschaft					4,5	5,4	4,3	3,4	4,5	4,4		
Eigenkapitalquote in v.H.												
E.ON	22,7	26,6	29,4	35,1	37,6	40,2	24,5	28,8	29,8	25,9	27,6	27,8
RWE	8,9	9,1	12,0	12,1	15,1	17,8	14,1	14,7	18,7	18,4	18,6	15,0
EnBW	9,4	6,1	9,7	13,2	15,7	21,1	17,1	18,5	21,2	17,1	17,3	16,8
Vattenfall Europe	21,2	21,5	24,1	30,3	37,9	44,3	40,1	41,4	40,0	41,3		
Gesamtwirtschaft					24,3	24,5	24,4	25,2	27,0	27,4		
Eigenkapitalrentabilität vor Steuern in v.H.												
E.ON	-2,7	18,6	20,3	16,2	11,9	17,4	6,4	26,5	19,6	-7,7	8,2	8,4
RWE	31,1	23,4	35,2	29,2	25,1	35,1	37,0	40,8	28,6	17,7	13,6	-12,3
EnBW	-5,5	-69,2	30,8	32,6	26,9	22,9	22,1	19,6	19,9	-12,7	11,3	2,8
Vattenfall Europe	10,6	-1,4	11,0	16,5	17,4	17,7	14,3	12,8	6,7	10,7		
Gesamtwirtschaft					38,4	45,2	36,8	26,9	24,2	24,7		

Quelle: Auswertung diverser Geschäftsberichte, eigene Berechnungen

Was blieb bei den Big-4 vom Rohertrag nach Abzug der Abschreibungen auf den Kapitalstock und den sonstigen Vorleistungsaufwendungen als *Wertschöpfung* und damit als Verteilungsmasse übrig? Dies zeigt die *Wertschöpfungsquote* (Wertschöpfung in Relation zur Ge-

samtleistung). Auch hier war wie beim Rothertrag bei allen Big-4 ein mehr oder weniger starker Rückgang von 2002 bis 2013 zu verzeichnen. So sank bei E.ON die Wertschöpfungsquote von 37 v.H. auf nur noch rund 8 v.H., also um fast 30 Prozentpunkte. Bei RWE belief sich der Einbruch auf 16,5 Prozentpunkte und bei EnBW auf 10,5 Prozentpunkte. Vattenfall Europe musste dagegen nur einen Rückgang von 4 Prozentpunkten im Zeitraum 2002 bis 2011 hinnehmen. Aber auch in der *Elektrizitätswirtschaft insgesamt* verringerte sich die Wertschöpfungsquote von 2006 bis 2012 um knapp 8 Prozentpunkte. In der Gesamtwirtschaft war dies dagegen nicht der Fall. Hier betrug der Rückgang im selben Zeitraum nur 1,5 Prozentpunkte.

Mit Blick auf die Verteilung der Wertschöpfung zwischen Kapital und Arbeit ist zunächst einmal auffallend, dass die *Lohnquote*, also die Arbeitsentgelte in Relation zur Wertschöpfung, in der Gesamtwirtschaft extrem über der der Elektrizitätswirtschaft und der bei den Big-4 liegt. Außerdem ging bei den Big-4 in den Untersuchungszeiträumen die Lohnquote stark zurück, was auch für die gesamte Elektrizitätsbranche gilt. Das niedrigere Niveau der Lohnquote in der Elektrizitätswirtschaft zur Gesamtwirtschaft erklärt sich aus der höheren Kapitalintensität in der Elektrizitätsbranche und der starke Rückgang der Lohnquote aus dem extremen Personalabbau bei den Big-4 und in der gesamten Branche. Ab 2010/2011 steigt die Lohnquote bei allen Big-4 aber wieder an. Dies ergibt sich aus einem verminderten Personalabbau und einem gleichzeitig auftretenden starken Rückgang der Wertschöpfungsquote in den Unternehmen.

Im Gegensatz zur niedrigen Lohnquote liegt bei den Big-4 und in der Elektrizitätswirtschaft die *Gewinnquote* weit über den Werten der Gesamtwirtschaft. Die Gewinnquote in der Gesamtwirtschaft blieb von 2006 bis 2012 relativ stabil auf einem Niveau um 20,0 v.H. In der Strombranche insgesamt kam es von 2006 bis 2010 dagegen zu einem extremen Anstieg von gut 34 v.H. auf 53 v.H. 2011 sackte sie dann aber stark auf ca. 38 v.H. ab und erholte sich im Folgejahr auf 44 v.H. Ähnlich verlief die Entwicklung bei den Big-4. Auch hier kam es bis 2010 zu einem hohen Anstieg der Gewinnquote und erst ab 2011 sind parallel zum Anstieg der Lohnquote mehr oder weniger hohe Einbrüche bei der Gewinnquote zu verzeichnen.

Die hohen Gewinnquoten bei den Big-4 dokumentieren sich auch in der *Umsatzrendite* (realisierter Gewinn je Euro an Umsatz). Hier fällt auf, dass die Umsatzrendite zwischen der Gesamt- und der Elektrizitätswirtschaft kaum divergiert, dass aber bei den Big-4 jedenfalls bis 2009 die Umsatzrendite weit höher ausfällt.

Wichtig ist für Unternehmen die Ausstattung mit Eigenkapital in Relation zum Gesamtkapital. Dies zeigt die *Eigenkapitalquote*. Die mit Abstand höchste Quote weist hier Vattenfall Europe mit 41,3 v.H. (2011) auf. Die stark gestiegenen Eigenkapitalquoten von RWE und EnBW liegen dagegen unterhalb der Quoten in der Gesamtwirtschaft.

Entscheidend ist aus Sicht der Shareholder die *Eigenkapitalrentabilität*. Hier liegt die Rendite vor Ertragsteuern in der Gesamtwirtschaft im Beobachtungszeitraum mit einem Spitzenwert von 45,2 v.H. (2007) höher als bei den Big-4. Der höchste Wert wurde hier mit 40,8 v.H. bei RWE im Jahr 2009 erzielt. In einzelnen Jahren fiel die Eigenkapitalrentabilität aufgrund von Verlusten auch negativ aus. Insgesamt hat die Eigenkapitalrendite bei den Big-4 seit 2011 zudem stark abgebaut.

Zentral versammelt lassen sich damit *folgende gemeinsame Befunde* für die Big-4 festhalten:

- ➔ Sie mussten extrem hohe Marktanteilsverluste hinnehmen.
- ➔ Bei den Big-4 gibt es einen starken Rückgang der Rohertragsquoten, der aber auch in der gesamten Elektrizitätswirtschaft beobachtet werden kann.
- ➔ Auch bei der Wertschöpfungsquote mussten die vier Großkonzerne herbe Einbußen hinnehmen. Die Verteilungsmasse wurde von 2002 bis 2013 immer kleiner.
- ➔ Bei den Big-4 liegt eine extreme Umverteilung von den Arbeitseinkommen zu den Gewinneinkommen vor.
- ➔ Die Gewinnquote bei den vier Unternehmen ist durch die Umverteilung gestiegen und die Gewinnquote liegt weit über der der Gesamtwirtschaft, aber auch über den Branchenwerten. Seit 2010 sind aber in den Big-4 kräftige Rückgänge bei der Gewinnquote zu verzeichnen. Dennoch werden die Werte der Gesamtwirtschaft nicht unterschritten.
- ➔ Die Big-4 erzielten im Vergleich zur Gesamt- und Elektrizitätswirtschaft bis 2009 wesentlich höhere Umsatzrenditen. Erst ab 2010 wird das niedrigere Niveau der Gesamtwirtschaft erreicht. Danach fällt sie markant unter den Durchschnitt der deutschen Wirtschaft.
- ➔ Alle Big-4 verfügen noch über eine auskömmliche, aber – abgesehen von Vattenfall – unterdurchschnittliche Eigenkapitaldecke.

- Wenn auch die Eigenkapitalrentabilität vor Ertragsteuern bei den Big-4 niedriger als in der Gesamtwirtschaft ausfiel, wurden dennoch bei den Big-4 zumindest bis 2010 völlig hinreichende Renditen erzielt. Diese sind jedoch seit 2011 stark rückläufig. In Einzelfällen, in denen in Anpassung an die veränderten Rahmenbedingungen für die Branche Wertberichtigungen bei der Bilanzierung des Kraftwerksparks und von Beteiligungen erforderlich waren, stellten sich zudem auch Verlustjahre ein. Dabei ergibt sich auch für den Jahresabschluss 2014 bei allen vier Unternehmen ein erheblicher Abschreibungsbedarf, so dass zumindest bei E.ON, Vattenfall und EnBW erneut Verluste beim EBIT drohen.

5 Strategie der Big-4

5.1 Strategische Fehler der Big-4

5.1.1 Ungenutzte Schonzeit im Schutz der Unterregulierung

Lange Zeit konnten die vier Energieriesen in der Stromversorgung und damit im Kernbereich ihrer Aktivitäten auf ein unterreguliertes System und ihre Marktmacht bauen. Bis gegen Ende des zurückliegenden Jahrzehnts liefen ihre Geschäfte blendend. Dies zeigen auch die Berechnungen aus Kap. 4. Die Unternehmen inklusive der Beschäftigten und ihrer Vertreter sahen angesichts dessen wenig Anlass, ihre Strategie im Kern zu revidieren. Man ruhte sich lange Zeit auf den – häufig eben machtbefugt zustande gekommenen – Lorbeeren aus.

Auf der Seite des Lobbying konzentrierte man sich auf die Strategie, den Status-quo möglichst lange zu konservieren. In der Erwartung, dass die nuklearen bzw. fossilen Großkraftwerke hierzulande weiterhin als Cash-Cows zum wirtschaftlichen Erfolg beitragen werden und dass der Wettbewerb allenfalls allmählich zunehmen wird, begaben sich die Unternehmen vorrangig auf einen Expansionskurs. Zugleich wurden die Anteilseigner mit großzügigen Ausschüttungen am Gewinn beteiligt. Eine ernsthafte Notwendigkeit zum Umsteuern, gar in Richtung einer dezentralen Energieversorgung oder eines Ausbaus der EE im Kraftwerkspark (vgl. Kap. 5.1.3) wurde im Management lange Zeit nicht gesehen.

Allerdings hatte sich der Regulierungsrahmen inzwischen geändert (vgl. Kap. 2 und 3). Mit diesem Regimewechsel änderte sich die Wettbewerbssituation von Seiten der Marktregulierung zwar nur allmählich, aber in ihrer Wirkung am Ende substanziell. Gleichwohl hielten die vier Großkonzerne lange Zeit – gestützt auf den Erfolge aus der Vergangenheit – an ihren grundsätzlichen Strategien fest. Das Kerngeschäft blieb weiterhin fokussiert auf die Stromerzeugung mit Hilfe von zentralisierten Großkraftwerken. Zusätzliche Impulse sollten dann noch von einer Verlängerung der AKW-Laufzeiten kommen, in deren Durchsetzung die Konzernzentralen unglaublich viel strategische Energie investierten.

5.1.2 Geplatze Hoffnung auf verlängerte AKW-Laufzeiten

Die Aussicht auf einen Regierungswechsel im Vorfeld der Bundestagswahl 2009 hatte dabei mit zur Fortsetzung des „Weiter-so-Kurses“ geführt. Angesichts der Koalitionsaussagen und der Meinungsumfragen zeichnete sich ein Wechsel von der großen Koalition aus CDU/CSU

und SPD hin zu einer konservativ-liberalen Bundesregierung frühzeitig ab. Dies weckte bei den Big-4 begründete Hoffnungen auf einen Ausstieg aus dem so genannten „Atomkonsens“.

5.1.2.1 Atomkonsens von 2000

In diesem Atomkonsens hatten sich im Juni 2000 die damalige rot-grüne Bundesregierung und die hiesigen AKW-Betreiber in Verhandlungen auf eine Vereinbarung verständigt, die zur Grundlage der Novelle des Atomgesetzes im Jahr 2002 wurde.¹²⁷ Vorgesehen war darin der vorzeitige, geordnete Ausstieg aus der nuklearen Stromerzeugung.

Ausschlaggebend für die im Wesentlichen vom grünen Bundesumweltminister Jürgen Trittin initiierten Verhandlungen waren gewachsene Bedenken gegenüber der Nukleartechnologie. Der Brand im britischen Meiler von Windscale im Jahr 1957, bei dem Radioaktivität freigesetzt wurde, und auch die partielle Kernschmelze im Jahr 1979 in der Reaktoranlage Three Mile Island im amerikanischen Harrisburg lagen zwar schon längere Zeit zurück. Mit dem GAU von Tschernobyl im Jahr 1986 wurden dann aber auch diese Unfälle wieder in das Bewusstsein der Öffentlichkeit zurückgerufen. Die Bevölkerung war aufgeschreckt, ihr Risikobewusstsein geschärft und die Debatte über die Vor- und Nachteile der Atomkraft wurde neujustiert.¹²⁸

Dabei wurde u.a. das Argument der Kernkraft-Befürworter, Atomstrom sei per se billig, deutlich zurechtgerückt. Es trifft allenfalls unter Vernachlässigen der zurückliegenden „*sunk costs*“ und von derzeit nicht eingepreisten *externen Kosten* zu. Unter Berücksichtigung aller – teilweise aber eben auch schon „versunkenen“ – Kosten, also auch der nicht internalisierten externen Kosten und der staatlichen Subventionierungen,¹²⁹ erweist sich Atomstrom letztlich sogar als überaus teuer.¹³⁰

Müssten sich die AKW-Betreiber – wie die von Windrädern oder PV-Anlagen – zum Beispiel angemessen gegen ihr Betriebsrisiko versichern, käme es, vorausgesetzt es ließe sich über-

¹²⁷ Vgl. BMU, Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen vom 14. Juni 2000, <http://www.bmu.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/atomkonsens.pdf>, zuletzt abgerufen 14.11.2013.

¹²⁸ Zur grundsätzlichen Problematik der Atomkraft als Energiequelle vgl. Hennicke, P./Müller, M., *Weltmacht Energie: Herausforderung für Demokratie und Wohlstand*, Stuttgart 2005.

¹²⁹ Von 1970 bis 2012 hat es die folgenden staatlichen Subventionierungen der einzelnen Energieträger gegeben: *Steinkohle* 311 Mrd. EUR, *Atomenergie* 213 Mrd. EUR, *Braunkohle* 87 Mrd. EUR und *Erneuerbare* 67 Mrd. EUR. Vgl. Küchler, S./Meyer, B., *Was Strom wirklich kostet. Vergleich der staatlichen Förderungen und gesamtgesellschaftlichen Kosten konventioneller und erneuerbarer Energien*. Hrsg. Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft e.V., überarbeitete und aktualisierte Aufl., Berlin 2012, S. 9.

¹³⁰ Vgl. ebenda.

haupt eine Versicherung finden, die zur Absicherung bereit und finanziell in der Lage wäre, ebenfalls zu deutlichen Aufschlägen beim kostendeckenden Preis für Atomstrom. Zwar wäre bei der Prämienkalkulation eine überaus niedrige Eintrittswahrscheinlichkeit anzusetzen, diese wäre aber zu multiplizieren mit den exorbitanten Kosten bei einem Unfall. Dazu würden die derzeit im gegenseitigen Haftungspool der AKW-Betreiber gehaltenen 2,5 Mrd. EUR bei weitem nicht ausreichen, zumal diese Mittel gar nicht auf einem Sperrkonto gehalten werden müssen, sondern den Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVUs) zur freien Verfügung stehen. Nach einer Studie von Prognos müsste im dicht besiedelten Deutschland mit 5 Billionen EUR eigentlich eine um das 2.000-fache erhöhte Haftungsmasse zur Verfügung stehen.¹³¹

Weitere volkswirtschaftliche Kosten gehen mit der *Zwischen- und Endlagerung des Atom- mülls einher*. Zwar müssen getreu dem Verursacherprinzip die Betreiber nuklearer Anlagen die Kosten für die Erkundung, Errichtung, den Unterhalt für die Lagerung im Prinzip selbst tragen. Bei der Schließung der *Schachanlage Asse* hat aber der Bund 1,5 von 2,5 Mrd. EUR übernommen, da der Abfall zu 95 v.H. aus öffentlichen Forschungseinrichtungen – insbesondere der Wiederaufarbeitungsanlage Karlsruhe (WAK) stammt.¹³² Die Forschung selbst galt aber der Grundlagenforschung, von der auch die AKW-Betreiber profitierten. Auch beim Endlagerprojekt Gorleben haben Bund und Länder von 1977 bis 2010 142 Mio. EUR und damit 9,1 v.H. der Kosten getragen.¹³³ Zudem kommt der Bund für die Folgekosten aus dem Rückbau und der Endlagerung der ehemaligen DDR-Kraftwerke Greifswald und Rheinsberg auf.

Aufhorchen ließ im Zusammenhang mit der Frage nach den wirklichen Kosten der Kernenergie zuletzt auch eine Recherche des WDR. Nach Summation der bisher verursachten materiel-

¹³¹ Vgl. Kotting-Uhl, S., Atomhaftung: Bundestagsrede von Sylvia Kotting-Uhl für die Fraktion Bündnis 90/Die Grünen, 29.5.2008, http://www.gruene-bundestag.de/parlament/bundestagsreden/2008/mai/atomhaftung_ID_235930.html, zuletzt abgerufen 6.1.2014. Hiesl hat in diesem Zusammenhang die Wirtschaftlichkeit ausländischer AKWs untersucht. Bezogen auf das französische AKW Flamanville 3 berechnet er Stromgestehungskosten von 6,54 Ct/kWh, wovon 72 v.H. auf die Investitionskosten und nur etwa 10 v.H. auf die Brennstoffkosten zurückzuführen sind. Interessanterweise ermittelt er auch die Höhe der Gestehungskosten bei Eingehen einer Versicherung gegen einen Atomunfall mit einem Schaden von etwa 6 Billionen EUR. Dabei kommt er für Flamanville bei einem Versicherungspool für die französischen AKWs auf mindestens 18,90 Ct/kWh. Vgl. Hiesl, A., Zur aktuellen Wirtschaftlichkeit von Atomkraftwerken anhand von ausgewählten Beispielen, Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien 2013.

¹³² Vgl. BMU, Herkunft der in der Schachanlage Asse II eingelagerten radioaktiven Abfälle und Finanzierung der Kosten, 2009, http://www.bmu.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/hg_finanzierung_asse_bf.pdf, zuletzt abgerufen 6.1.2014.

¹³³ Vgl. Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland, Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Sylvia Kotting-Uhl, Hans-Josef Fell, Bärbel Höhn, weiterer Abgeordneter und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN: Stilllegung und Rückbau von Atomkraftwerken und Entsorgung radioaktiver Abfälle – Fragen zur Kostentragung und zu den Rückstellungen der Energieversorgungsunternehmen, Drucksache 17/7430 vom 23.11.2011, S. 7.

len Schäden durch AKW-Katastrophen und Unfälle und der Fehlinvestitionen sowie der Schäden durch den Uranabbau beziffern sich die weltweiten volkswirtschaftlichen Schäden der zivilen Kernkraft-Nutzung auf über 1 Bio. US-Dollar.¹³⁴ Allein für Deutschland wurden sie auf 150 Mrd. US-Dollar veranschlagt.

Vollkommen unabhängig von den finanziellen Kosten ist beim Atomstrom auch das immaterielle *Strahlungsrisiko bei einem Reaktorunfall* gesellschaftlich unverantwortbar. Dies gilt genauso für die *Lagerung der radioaktiven Abfälle*. Da sie über tausende Jahre hinweg strahlen, bedarf es einer ebenso lange unbedenklichen und nicht nur aus heutiger Sicht, sondern alle zukünftigen Eventualitäten berücksichtigenden 100-prozentig sicheren Endlagerung.¹³⁵ Ansonsten nimmt man wissentlich eine katastrophale Belastung zahlreicher nachfolgender Generationen in Kauf.¹³⁶ Bislang ist eine derartige Lösung nicht nur hierzulande nicht in Sicht.¹³⁷

Angesichts dieser – auch heute noch gültigen – Bedenken machte damals die Politik einerseits von ihrer Richtlinienkompetenz Gebrauch und setzte die EVUs davon in Kenntnis, dass ein Neubauverbot für AKWs eingeführt wird. Andererseits galt es aber auch, ohne langwierige gerichtliche Auseinandersetzungen das Abschalten der bereits genehmigten und laufenden Kernkraftwerke auf absehbare Zeit zu organisieren. Da bis dahin die Betriebsgenehmigungen für AKWs in Deutschland für 40 Jahre erteilt worden waren,¹³⁸ musste ein Kompromiss ge-

¹³⁴ Vgl. ARD, Das Billionen-Dollar-Desaster: Schäden durch Atomkraft, 11.3.2014, <http://www.tagesschau.de/inland/milliardengrab-atomkraft100.html>, zuletzt abgerufen 18.3.2014.

¹³⁵ Wie naiv die Vorstellung ist, so eine über gut 2.000 Jahre tragfähige Lösung zu finden, deutet zumindest der frühe Umgang mit vorwiegend britischen Atommüll an. Hier hat man es zwischen 1949 bis 1982 für opportun gehalten, den angeblich nur schwach- bis mittelradioaktivem Atommüll einfach im Ärmelkanal zu verklappen. Fast schon durch Zufall haben sich Wissenschaftler im Jahr 2013, also rund 30 Jahre später, noch daran erinnert, dass sich dort eine Lagerstätte befindet und festgestellt, dass ein Großteil der Fässer verrottet. Vgl. Die Welt, Fässer mit Atommüll verrotten im Ärmelkanal, 23.4.2013, <http://www.welt.de/wissenschaft/umwelt/article115539849/Faesser-mit-Atommuell-verrotten-im-Aermelkanal.html>, zuletzt abgerufen 14.11.2013..

¹³⁶ Selbst 1.000 Jahre nach der Einlagerung hätten die Brennelemente noch eine derartige Strahlungsintensität, dass nach einer Bestrahlung in unmittelbarer Nähe über 11 Stunden hinweg die sogenannte LD-50 Dosis erreicht wird, an der jeder zweite ihr ausgesetzte Mensch innerhalb von einem Monat stirbt. Vgl. Die Zeit, Strahlende Last, 4.11.2010, <http://www.zeit.de/2010/45/IG-Atommuell>, zuletzt abgerufen 28.3.2014.

¹³⁷ Hier dauert in Deutschland der politische Streit um die Findung einer Endlagerstätte für den Atommüll weiter an. Nach 35 Jahren wird nun deutschlandweit nach einem Atommüll-Endlager gesucht. Dies hat jetzt der Bundesrat in einem „Standortwahlgesetz“ beschlossen. Dabei sollen Alternativen zum Salzstock Gorleben geprüft werden. Eine 33-köpfige Bund-Länder-Kommission soll bis Ende 2015 Grundlagen und Kriterien für die Findung erarbeiten, um dann bis Ende 2031 den finalen Endlagerstandort zu bestimmen. Allein die Kosten der Suche nach einem Standort werden auf zwei Milliarden Euro geschätzt. Die Kosten sollen von den Energiekonzernen aufgebracht werden.

¹³⁸ Vgl. Matthes, F./Kallenbach-Herbert, B., Mythos Atomkraft, Über die Laufzeitverlängerung von Atomkraftwerken, Hrsg. Heinrich-Böll-Stiftung, Berlin 2006, S.6.

funden werden, der einerseits den politischen Risikobedenken Rechnung trug, andererseits aber auch die Besitzstandsrechte der Betreiber wahrte.¹³⁹

Dazu wurde für jede Anlage auf der Grundlage einer insgesamt 32-jährigen Laufzeit eine ab dem 1.1.2000 noch zu produzierende Reststrommenge ermittelt. Nach deren Produktion sollte die Betriebsgenehmigung automatisch erlöschen. Grob kalkuliert sollte der letzte Reaktor – je nach zwischenzeitlicher Auslastung und Übertragung von Kontingenten von anderen AKWs – ungefähr im Jahr 2022 den Betrieb einstellen. Das Übertragen von ungenutzten Reststrommengen wurde eingeschränkt erlaubt, wobei die Einschränkungen tendenziell zu einer Verlagerung der Atomstromerzeugung in die jüngeren und daher auf einem neueren Sicherheitsstandard aufgesetzten Kraftwerke führen sollen. Die auch heute noch in § 7, Abs. 1b, AtG geltenden Regelung gibt diesbezüglich vor:

- ➔ Keine Genehmigung bedarf eine Übertragung von Reststrommengen dann,:
 - ▶ wenn sie von einem AKW, dessen Betriebsbeginn *vor dem des empfangenden* AKWs liegt, erfolgen soll oder
 - ▶ wenn sie zwar von einem – gemessen am Betriebsbeginn – jüngeren auf ein älteres Kraftwerke geplant ist, die *abgebende jüngere* Anlage dabei aber den *Leistungsbetrieb endgültig einstellt*.
- ➔ Eine *Genehmigung* durch das Bundesumweltministerium im Einvernehmen mit dem Bundeskanzleramt und dem Bundeswirtschaftsministerium ist hingegen in dem Fall erforderlich, in dem ohne jedwede Stilllegungsabsicht eine *Übertragung von jüngeren auf ältere* Kraftwerke stattfinden soll.

Die Wiederaufbereitungsmöglichkeit von Kernbrennstäben wurde im Atomkonsens bis zum 1.7.2005 befristet, danach war für die Entsorgung nur noch eine Endlagerung vorgesehen. Im Gegenzug verzichtete die Bundesregierung auf eine Verschärfung von Sicherheitsstandards und auf einseitige Diskriminierungen der Kernenergie im Energiemix insbesondere durch Sondersteuern. Darüber hinaus gab sich die Politik mit einer Erhöhung der Haftungssumme für etwaige Atomunfälle auf 2,5 Mrd. EUR (s.o.) zufrieden.

¹³⁹ Zu den Vereinbarungen vgl. Bundesregierung, Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen vom 14. Juni 2000, <http://www.kernenergie.de/kernenergie-wAssets/docs/themen/Vereinbarung14-06.pdf>, zuletzt angerufen 16.3.2014.

5.1.2.2 Lobbyarbeit zur Aufkündigung des Atomkonsenses

Allerdings wurde dieser Atomkonsens trotz des gegenseitigen, schriftlich fixierten Versprechens, „beide Seiten werden ihren Teil dazu beitragen, dass der Inhalt dieser Vereinbarung *dauerhaft* (Hervorhebung durch d.V.) umgesetzt wird“¹⁴⁰, recht bald brüchig.

Mit dem allmählichen Ausblenden der Tschernobyl-Katastrophe aus dem öffentlichen Bewusstsein auf der einen Seite und mit dem Aufmerksamkeitsgewinn der Klimaerwärmung belebte sich weltweit die Diskussion über eine Renaissance der Atomkraft in den 2000er Jahren.¹⁴¹ In Finnland wurde in den Neubau des größten europäischen Druckwasserreaktors investiert, Italien verkündete den grundsätzlichen Wiedereinstieg in die Kernenergie, in Großbritannien gab die Regierung ihre Zustimmung zum Neubau von sechs Reaktoren bis 2018 und in der Schweiz planten die Energieversorger den Bau von drei neuen Kernkraftwerken. In Schweden wurde Anfang 2009 ein eigentlich längst umzusetzender Volksentscheid aus dem Jahr 1980 von der Regierung endgültig als unverbindlich erklärt und vor allem auch mit Blick auf die Emissionsfreiheit der Kernkraftwerke der Weiterbetrieb bzw. die Möglichkeit des Neubaus von AKW-Anlagen beschlossen. Selbst ein Störfall im schwedischen AKW Forsmark noch drei Jahre zuvor konnte die Haltung der Regierung nicht ändern.¹⁴²

Zu diesem Stimmungsumschwung in Schweden passt auch das Verhalten des damaligen Vattenfall-Konzernchefs Lars Josefsson. Mit Blick auf die schwedischen Konzernaktivitäten, aber sicherlich auch gemünzt auf den deutschen Stromerzeugungsmarkt und das nukleare Standbein des Unternehmens hierzulande erklärte er offensiv: "Vattenfall setzt auf die Kernkraft. Wir sind stolz auf unsere Kompetenz.“¹⁴³

Vor diesem internationalen Hintergrund erhielt die Debatte ab etwa Mitte der 2000er Jahre in Deutschland neuen Auftrieb, zumal angesichts des im Atomkonsens geplanten Ausstiegspfad ab 2010 – und damit in nicht mehr allzu ferner Zukunft – eine erste Welle von Stilllegun-

¹⁴⁰ Bundesregierung, Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland, Förderfondsvertrag: Term Sheet aus Besprechung Bund-EVU, 2010, S.3, http://www.bundesregierung.de/Content/DE/_Anlagen/2010/2010-09-09-foerderfondsvertrag.property=publicationFile.pdf, zuletzt abgerufen 8.2.2011..

¹⁴¹ AKW-Gegner betonten, dass es sich dabei teilweise um ein instrumentalisiertes Argument ohne inhaltliche Substanz handelt. Der Verweis auf die Hinwendung zur Kernenergie in anderen Ländern sollte demnach nur den Boden für ein aufgeschlosseneres Klima im Inland bereiten.

¹⁴² Inzwischen zeigen sich zumindest in Westeuropa aber ernsthafte Probleme beim Ausbau der Kernenergie. Großbritannien muss angesichts der kostentreibenden Sicherheitsanforderungen Investoren mit massiven Vergütungszuschüssen locken. Die Expansionspläne in Finnland stocken, zumal das Bauprojekt immer teurer wird. Vgl. Stratmann, K., Es führt kein Weg zurück, in: Handelsblatt, 11.3.2014, S. 12.

¹⁴³ Josefsson, L. zitiert in: Deutschlandfunk, Atomenergie erwünscht, Beitrag vom 6.9.2009, http://www.deutschlandfunk.de/atomenergie-erwuenscht.724.de.html?dram:article_id=99582, zuletzt abgerufen 17.3.2014.

gen immer konkreter wurde und sich in der Bevölkerung zunehmend die Frage nach der Versorgungssicherheit auch nach Abschalten der ersten Meiler stellte. Nach einer Meldung der Spiegel sprachen sich im Sommer 2008 bereits 44 v.H. der deutschen Bevölkerung wieder gegen den Atomausstieg aus.¹⁴⁴

Die Befürworter der Kernkraft entwickelten dabei das Argument der „Brückentechnologie“. Strategisch geschickt wurde hier der von weiten Teilen der Bevölkerung getragene Ausbau der EE grundsätzlich befürwortet, zugleich aber als Begründung für eine Laufzeitverlängerung der AKWs mobilisiert.¹⁴⁵ Die Kernkraft sollte so als alternativlose „Brückentechnologie“ in das Zeitalter regenerativer Energieversorgung schmackhaft gemacht werden. Das Argument stützte sich auf die Thesen, erst durch die Laufzeitverlängerung

- ➔ bleibe Strom erschwinglich,
- ➔ werde in Anbetracht des veralteten fossilen Kraftwerksparks Versorgungssicherheit gewährleistet,
- ➔ bliebe übergangsweise eine Technologie erhalten, durch deren Einsatz gegenüber fossilen Energieträgern CO₂ eingespart werde
- ➔ und könne wegen der Grundlastfähigkeit der Atomverstromung das Fluktuationsproblem durch die Einspeisung dargebotsabhängiger EE gemildert werden.

Die Notwendigkeit, den Ausbau der EE *zwangsläufig* durch Atomstrom flankieren zu *müssen*, wurde auch von Seiten der hiesigen AKW-Betreiber – und das sind abgesehen von zwei Minderheitenbeteiligungen der Stadtwerke Bielefeld und München ausschließlich die Big-4 – vehement thematisiert. Neben Vattenfall-Chef Joseffson (s.o.) hob der Ex-E.ON-Vorstandsvorsitzende Wulf Bernotat hervor: „Es gibt keinen Gegensatz zwischen erneuerbaren Energien einerseits, Kernenergie und Kohle andererseits [...] Im Gegenteil: Der Ausbau der erneuerbaren Energien muss noch lange durch Grundlastkraftwerke abgestützt werden, um das Netz stabil zu halten.“¹⁴⁶ Konkreter wurde er in der Bilanzpressekonferenz vom 6.3.2008: „Und zum Thema Kernenergie: Dies ist die kostengünstigste Art des Klimaschut-

¹⁴⁴ Vgl. Der Spiegel, Kernkraft – Ja bitte?, Heft 28/2008, <http://www.spiegel.de/spiegel/print/d-57970883.html>, zuletzt abgerufen 16.2.2014.

¹⁴⁵ Vgl. u.a. Matthes, F./Kallenbach-Herbert, B., Mythos Atomkraft, Über die Laufzeitverlängerung von Atomkraftwerken, Hrsg. Heinrich-Böll-Stiftung, Berlin 2006.

¹⁴⁶ Bernotat, W. zitiert in: Greenpeace (2009), Bremsklotz AKW, <http://www.greenpeace-magazin.de/magazin/archiv/5-09/atompolitik/>, zuletzt abgerufen 16.3.2014.

zes, und allein schon deshalb wäre eine Laufzeitverlängerung ökologisch und volkswirtschaftlich sinnvoll. Dies mögen für manchen unbequeme Wahrheiten sein, aber es sind Tatsachen.“¹⁴⁷

Auch Utz Claassen, als damaliger Vorstandsvorsitzender von EnBW sprach sich 2007 ostentativ für eine Laufzeitverlängerung aus: „Ich bin in der Tat der Meinung, dass die CO₂-Ziele mit dem heute gültigen zeitlichen Kernenergieausstiegsszenario nicht erreichbar sind. Ich bin in der Tat der Meinung, dass wir, wenn wir den Kernenergieausstieg so umsetzen, wie er heute terminiert ist, volkswirtschaftliches Vermögen vorzeitig und voreilig vernichten. Ich bin in der Tat der Meinung, dass wir dadurch unnötig fossile Strukturen zementieren. Ich bin in der Tat der Meinung, dass wir eine Veränderung der Gesetzeslage brauchen.“¹⁴⁸

Besonders unnachgiebig hat sich jedoch der ehemalige RWE-Chef Jürgen Großmann für eine Änderung der AKW-Laufzeiten eingesetzt: „Eine Laufzeitverlängerung um bis zu 20 Jahre [...] führt zu den volkswirtschaftlich günstigsten Ergebnissen. Sie bremst nicht den Ausbau der erneuerbaren Energien. Die haben gesetzlich Vorrang. Zugleich dämpft die Laufzeitverlängerung die Preise für CO₂-Zertifikate und Strom. Gerade für die deutsche Industrie sind diese Unterschiede existentiell.“¹⁴⁹

Die Big-4 beließen es aber nicht nur beim Lobbying, sondern sie beantragten zum Zweck der Laufzeitverlängerung auch die Übertragung von Reststrommengen jüngerer Kernkraftwerke auf ältere Meiler, deren Reststrommengen bald erschöpft sein könnten. Harry Roels als Vorgänger von Jürgen Großmann hatte als erster einen solchen Antrag im September 2006 für das AKW Biblis A gestellt. EnBW schloss sich im gleichen Jahr mit einem Verlagerungsantrag von Reststrommengen von Neckarwestheim 2 auf das ältere Neckarwestheim 1 an. Vattenfall und E.ON folgten 2007 mit einem Übertragungsantrag vom AKW Krümmel auf den Reaktor in Brunsbüttel. Da bei diesen Anträgen die empfangenden Kraftwerke älter als die abgebenden waren, bedurfte es der Zustimmung durch das Bundesumweltministerium (s. S. 124).

¹⁴⁷ Bernotat, W., Ausführungen bei der Bilanzpresskonferenz der E.ON AG vom 6.3.2008, S. 3, http://www.eon.com/content/dam/eon-com/de/downloads/b/BPK08-Rede_Bernotat-final-clean.pdf, zuletzt abgerufen 16.3.2014.

¹⁴⁸ Claassen, U., zitiert in: Der Spiegel, Spiegel-Special: Energiepolitik – Die Risiken abwägen, Interview mit Sigmar Gabriel und Utz Claassen, Heft 1/2007, <http://www.spiegel.de/spiegel/spiegelspecial/d-50950627.html>, zuletzt abgerufen 18.3.2014.

¹⁴⁹ Großmann, J., zitiert in: FAZ.Net, ‚Laufzeitverlängerung um 20 Jahre am besten‘, Interview mit Jürgen Großmann, <http://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/wirtschaftspolitik/im-gespraech-rwe-chef-grossmann-laufzeitverlaengerungen-um-20-jahre-am-besten-1581548.html>, zuletzt abgerufen 18.3.2014.

Die Anträge wurden von dessen damaligem Minister Sigmar Gabriel fast schon erwartungsgemäß abgelehnt.¹⁵⁰ Zugleich waren sie aber ein Versuch, einerseits das Abschalten der älteren Kraftwerke solange herauszuzögern, bis unter der von den Big-4 erhofften neuen Regierungskonstellation eine generelle Laufzeitverlängerung beschlossen wird.¹⁵¹ Andererseits sollte das zum Zeitpunkt der Antragstellung SPD-geführte Bundesumweltministerium aufmerksamkeitswirksam vorgeführt und unter Erklärungszwang gesetzt werden.

Erfolgreicher waren dann zwei andere Überraschungen, mit denen Biblis A und B über die Runden geholfen werden sollte. Das zwischenzeitlich stillgelegte E.ON-AKW Stade hatte noch eine Reststrommenge von etwa 4,8 GWh. RWE als Betreiber von Biblis A kaufte von E.ON diese Reststrommenge im Jahr 2010 auf der Basis eines Vertrags mit Rückkaufoption durch E.ON ab, um das AKW nicht bereits in 2010 abschalten zu müssen. RWE erklärte dazu: „RWE hat das Stromkontingent erworben, um die nach dem aktuellen Atomgesetz noch verbleibende Strommenge des Kernkraftwerks Biblis A zu erhöhen. Damit stellt das Unternehmen sicher, dass vor dem Vorliegen des Energiekonzepts und einer im Koalitionsvertrag angelegten Rücknahme der Laufzeitverkürzung keine Fakten geschaffen werden.“¹⁵² Die Übertragung wurde letztlich nicht untersagt, obwohl sie rechtlich umstritten war.¹⁵³ Ebenfalls in 2010 wurden 8,1 TWh vom Kernkraftwerk Mühlheim-Kärlich, das aufgrund von Fehlern im Baugenehmigungsverfahren nur gut zwei Jahre in Betrieb war, auf Biblis B übertragen.

Darüber hinaus beabsichtigten RWE und E.ON in 2009, sich verstärkt vor allem in Großbritannien beim Bau und Betrieb von AKWs zu engagieren. Dazu gründeten sie in einem Joint-Venture das Unternehmen „Horizon Nuclear Power“. Es sollte die gemeinsame Plattform beim Bau von maximal sechs neuen Meilern im Wert von bis zu 18 Mrd. EUR bilden.¹⁵⁴

¹⁵⁰ Vgl. BMU, Gabriel lehnt Übertragung von Strommengen vom Atomkraftwerk Emsland auf Biblis A ab, Pressemitteilungen Nr. 054/08, Bonn, 2008 und BMU, Neckarwestheim I darf nicht länger laufen, Pressemitteilungen Nr. 130/08, Bonn, 2008 sowie BMU, Übertragung von Elektrizitätsmengen von Kernkraftwerk Krümmel auf Kernkraftwerk Brunsbüttel: Entscheidung, Schreiben vom 5.5.2009, Bonn 2009, http://www.bmub.bund.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/uebertragung_kruemmel_brunsbuettel.pdf, zuletzt abgerufen 18.3.2014.

¹⁵¹ Vgl. Der Spiegel, Spiegel-Special: Energiepolitik – Die Risiken abwägen, Interview mit Sigmar Gabriel und Utz Claassen, Heft 1/2007, <http://www.spiegel.de/spiegel/spiegelspecial/d-50950627.html>, zuletzt abgerufen 18.3.2014.

¹⁵² RWE, RWE erwirbt Stromkontingent aus Kernkraftwerk Stade, Pressemitteilung 9.5.2010, <http://www.rwe.com/web/cms/de/2320/rwe-power-ag/presse-downloads/pressemitteilungen/pressemitteilungen/?pmid=4004853>

¹⁵³ Vgl. Hammerstein, C./Tugendreich, B./von Hoff, S, Übertragung von Reststrommengen aus dem Kernkraftwerk Stade auf das Kernkraftwerk Biblis A: Atom-, kartell- und wettbewerbsrechtliche Analyse, Berlin, 2010.

¹⁵⁴ Vgl. Handelsblatt.com, RWE und Eon stoßen britische AKW-Firma ab, 25.10. 2012. Allerdings erwies sich die Ausbaueuphorie der beiden Konzerne als verfrüht. Im Herbst 2012 verkauften sie das Unternehmen, weil sie

So sehr und so gezielt lanciert das Argument der Brückentechnologie damit auch in den Fokus der Öffentlichkeit rückte, so heftig umstritten war es zugleich. Das Wuppertal-Institut lehnte es in einer Kurzstudie für das BMU rundweg ab: „In einer in großen Teilen auf erneuerbaren Energien basierenden Stromerzeugung sind aber nicht Grundlastkraftwerke, sondern flexible Mittellastkraftwerke notwendig. [...] Der notwendige Strukturwandel in der Stromversorgung würde durch eine Laufzeitverlängerung blockiert werden. [...] Durch eine Laufzeitverlängerung der Atomkraftwerke bestünde die generelle Gefahr, dass dieser Prozess (zur Anpassung an die erforderlichen EE-Strukturen, d.V.) gestoppt, in jedem Fall aber deutlich abgebremst wird und die bestehenden Strukturen des Strommarktes längerfristig fortbestehen.“¹⁵⁵

Damit wurde nicht nur die Blockade des Aufbaus neuer Strukturen durch eine Laufzeitverlängerung beklagt. Bestritten wurden auch die anderen Argumente der Verlängerungsbefürworter:

- ➔ Mit Blick auf den CO₂-Ausstoß wurde beispielsweise darauf verwiesen, dass durch den Emissionshandel der CO₂-Ausstoß insgesamt eh gedeckelt sei, so dass eine CO₂-ärmere Stromversorgung nur Flexibilität schaffe für stärkere Emissionen in anderen Bereichen. Zudem müssten auch die vorgelagerten Prozesse der Stromproduktion berücksichtigt werden, wobei sich zeigt, dass dann auch Atomstrom systemisch betrachtet nicht ohne CO₂-Verschmutzung auskommt.
- ➔ Hinsichtlich der Strompreiswirkung wurde herausgestellt, dass der Strompreis im Großhandel sich an der Grenzkostensituation des Grenzkraftwerks orientiert. Hierbei handelt es sich in der Regel um ein fossiles Kraftwerk. Durch das Abschalten von AKWs in der Merit-Order würden sich dabei zwei Effekte überlagern (vgl. Kap. 5.1.3.2). Zum einen verringert sich zwar kurzfristig das konventionelle Stromangebot, wodurch unrentablere fossile Grenzkraftwerke preisbestimmend werden. Auf der an-

wegen der Kostenexplosion beim Bau der Kraftwerke auf der einen Seite und fallender Strompreise auf der anderen Seite Zweifel an der Wirtschaftlichkeit hatten. Mittlerweile hatten sich die Kosten nach Expertenschätzungen auf 3.000 bis 4.000 EUR je MW erhöht, so dass allein für ein AKW 4,5 bis 6 Mrd. EUR an Baukosten entstanden wären. Für einen wirtschaftlichen Betrieb hätten die Strompreise dann bei über 100 EUR/MWh liegen müssen. Zudem rechneten die Unternehmen mit Imageverlusten in Deutschland, nachdem hierzulande durch die Katastrophe von Fukushima die Stimmung endgültig umgeschlagen war. Immerhin konnten E.ON und RWE ihr Engagement aber noch mit Gewinn abstoßen. Angeblich ist für jedes der beiden Unternehmen unter dem Strich ein Überschuss von 100 Mio. EUR übrig geblieben. Vgl. Handelsblatt, Eon und RWE geben Atomfirma mit Gewinn ab, 31.10.2012, S. 26.

¹⁵⁵ Fishedick, M., Supersberger, N., Zeiss, C., Hindernis Atomkraft: Die Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung der Atomkraftwerke auf erneuerbare Energien, Hrsg. BMU, Bonn 2009, S. 6 und 7.

deren Seite schafft aber gerade dies mittelfristig – oder bei antizipativem Verhalten sogar kurzfristig – hinreichend starke Anreize für eine Erneuerung des fossilen Kraftwerksparks. Dadurch könnten veraltete fossile Kraftwerke durch moderne ersetzt werden, so dass der Strompreis entlastet wird. Im günstigsten Fall beschleunigte damit der AKW-Ausstieg die Erneuerung des fossilen deutschen Erzeugungsportfolios und ginge dann sogar mit niedrigeren Strompreisen einher.

- ➔ Auch würde erst dadurch der für die Versorgungssicherheit erforderliche Investitionsprozess bei fossilen Kraftwerken zustande kommen, wobei die Dargebotsabhängigkeit der EE ohnehin einen Wechsel weg von behäbigen Grundlastkraftwerken, wie AKWs sie darstellen, hin zu flexiblen GuD-Kraftwerken verlangt.
- ➔ Überdies würde die Oligopolmacht der Big-4 abgebaut werden und Platz für neue Anbieter in der Erzeugungslandschaft geschaffen werden.
- ➔ Des Weiteren hätte die Erfahrung gezeigt, dass die Kapazitäten von AKWs keineswegs als 100-%-ig gesicherte Leistung zu werten sind. Aufgrund von Sicherheitsmängeln hätten 2007 gleich vier AKWs (Biblis A und B, Brunsbüttel und Krümmel) für längere Zeit vom Netz gehen müssen. In Trockenphasen komme hinzu, dass die Leistung aufgrund von Kühlwassermangel gedrosselt werden muss. Außerdem sei Deutschland beim Uranbezug vollständig importabhängig.
- ➔ Schließlich würde sich durch verlängerte Laufzeiten auch noch die Endlagerungsproblematik verschärfen.

5.1.2.3 Vertrag zur Laufzeitverlängerung

Ungeachtet dieser Contra-Argumente konnten sich die Protagonisten der Kernkraft, allen voran die Big-4 als AKW-Betreiber, mit ihrer hartnäckigen Kampagne entscheidend durchsetzen. Im Sommer 2008 sinnierten CDU/CSU über einen „Wiedereinstieg in die Kernenergie.“ Ex-CDU-Generalsekretär Ronald Pofalla erklärte im Zusammenhang mit der Vorstellung des Umweltkonzeptpapiers „Bewahrung der Schöpfung“: „Kernkraft ist für die CDU Öko-Energie.“¹⁵⁶ In dem Papier wird die Atomkraft als „auf absehbare Zeit unverzichtbar“ dekla-

¹⁵⁶ Pofalla, R., zitiert in: Focus online, Umweltkonzept – Pofalla: Atomstrom ist für die CDU Öko-Energie“, 23.6.2008, http://www.focus.de/politik/diverses/umweltkonzept-pofalla-atomstrom-ist-fuer-die-cdu-oeko-energie_aid_313290.html, zuletzt abgerufen 18.3.2014.

riert.¹⁵⁷ Parallel positionierte sich das Bundeswirtschaftsministerium unter Michael Glos (CSU) im Oktober 2008 gegen den ehemaligen Bundesumweltminister Gabriel (SPD) und veröffentlichte eine Broschüre, die gestützt auf die Brückentechnologieargumente zu dem Fazit kommt: „Eine Energiepolitik, die auf Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Klimaschutz setzt, sollte auch in Zukunft auf den Beitrag der Kernenergie zur Stromerzeugung in Deutschland nicht verzichten. Ein notwendiger Schritt wäre die Verlängerung der Laufzeiten der Kernkraftwerke, die derzeit auf rund 32 Jahre begrenzt ist. International werden weltweit Laufzeiten von 50 bis 60 Jahren praktiziert.“¹⁵⁸

Die Laufzeitverlängerung wurde so zu einem Top-Wahlkampfthema. Während „Die Linke“ sofort aus der Kernkraft aussteigen wollte, hielten Bündnis 90/Die Grünen sowie die SPD¹⁵⁹ am Ausstiegsbeschluss fest. Dabei erhielt dieses Lager im Sommer 2009 zwar vorübergehend Aufwind durch die Tatsache, dass das AKW Krümmel nach einer zweijährigen Abschaltung wegen eines Zwischenfalls kurze Zeit später schon wieder vom Netz musste.

Die erklärten Wunschkoalitionäre für die Zeit nach der Bundestagswahl 2009, die CDU/CSU und die FDP, schwenkten indessen voll auf die Linie der Befürworter verlängerter Laufzeiten ein. Sie signalisierten in ihren Wahlprogrammen die Bereitschaft zur Aufweichung des Atomkonsenses aus dem Jahr 2000. So kündigten die Unionsparteien in ihrem gemeinsamen Wahlprogramm an: „Die Kernenergie ist ein vorerst unverzichtbarer Teil in einem ausgewogenen Energiemix. Wir verstehen den Beitrag der Kernenergie zur Stromversorgung als Brückentechnologie, weil heute klimafreundliche und kostengünstige Alternativen noch nicht in ausreichendem Maße verfügbar sind. Daher streben wir eine Laufzeitverlängerung der sicheren deutschen Anlagen an. [...] Der größte Teil des zusätzlich generierten Gewinns aus der Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke soll nach einer verbindlichen Vereinbarung mit den Energieversorgungsunternehmen zur Forschung im Bereich der Energieeffizienz und der erneuerbaren Energien sowie zur Senkung der Strompreise genutzt werden.“¹⁶⁰

¹⁵⁷ Vgl. Focus online, Umweltkonzept – Pofalla: Atomstrom ist für die CDU Öko-Energie“, 23.6.2008, http://www.focus.de/politik/diverses/umweltkonzept-pofalla-atomstrom-ist-fuer-die-cdu-oeko-energie_aid_313290.html, zuletzt abgerufen 18.3.2014.

¹⁵⁸ BMWi, Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Sichere, bezahlbare und umweltverträgliche Stromversorgung in Deutschland – Geht es ohne Kernenergie, Berlin 2008, S. 15.

¹⁵⁹ Erhard Eppler (SPD), als erklärter AKW-Gegner, sah sogar die Felle insoweit schwimmen, als er zu einem Deal riet, bei dem der AKW-Ausstieg wenigstens im Grundgesetz festgeschrieben und damit abrutschfest gemacht wird. Im Gegenzug könne dann in dem einen oder anderen Fall über eine Laufzeitverlängerung nachgedacht werden.

¹⁶⁰ CDU/CSU, Wir haben die Kraft – Gemeinsam für unser Land, Regierungsprogramm 2009 – 2013, 2009, S.17.

Ähnlich stellte sich die FDP in ihrem Wahlprogramm auf: „Der Ausstieg aus der Kernenergie ist zum jetzigen Zeitpunkt ökonomisch und ökologisch falsch. Wir brauchen die Kernenergie als Übergangstechnologie, bis erneuerbare Energien in ausreichendem Umfang grundlastfähigen Strom erzeugen können [...]. Die Laufzeiten sicherer Kernkraftwerke müssen daher in diesem Sinne verlängert werden. Im Gegenzug müssen sich die Kernkraftwerksbetreiber dazu bereit erklären, einen Teil der finanziellen Vorteile an eine zu gründende ‚Deutsche Stiftung Energieforschung‘ abzuführen.“¹⁶¹

Wohlgemerkt war hier in beiden Programmen die Rede davon, dass nur ein „Teil der finanziellen Vorteile“ abgeschöpft werden soll.

Nach der konservativ-liberalen Regierungsübernahme konzentrierten die Big-4 in 2010 angesichts von Koalitionsstreitigkeiten über die Umsetzung und eines Zauderns von Seiten der Kanzlerin¹⁶² ihre Kraft darauf, die Laufzeitverlängerung auch wirklich in „trockene Tücher“ zu bringen. Außerdem sollte ein möglichst niedriger politischer Preis dafür gezahlt werden.

Geradezu legendär war in diesem Zusammenhang die Anzeigenkampagne im August 2010, also unmittelbar vor den abschließenden Verhandlungen mit der Bundesregierung. Sie wurde von den Big-4 über den von ihnen initiierten „Verein Energiezukunft für Deutschland“ geschaltet. In allen großen deutschen Tages- und Wochenzeitungen wurde darin verkündet: „Die regenerative Energiewende ist nicht von heute auf morgen zu bewerkstelligen. Erneuerbare brauchen starke und flexible Partner. Dazu gehören modernste Kohlekraftwerke. Dazu gehört auch die Kernkraft. Ein vorzeitiger Ausstieg würde Kapital in Milliardenhöhe vernichten, zu Lasten von Umwelt, Volkswirtschaft und den Menschen in Deutschland.“ Mit Blick auf das für die Big-4 drohende Abschöpfen von Vorteilen wurde vorsorglich ergänzt: „Die geplante Brennelementesteuer oder eine weiter steigende Ökosteuer dürfen in ihrer Konsequenz Zukunftsinvestitionen nicht verhindern.“ Dabei stand ein Anheben der Ökosteuer eigentlich gar nicht zur Disposition. Unterschrieben wurde die Kampagne von zahlreichen Wirtschaftsvertretern, natürlich von den damaligen Vorstandsvorsitzenden der Big-4 sowie von Wulf Bernotat, der inzwischen den Posten des BDI-Vizepräsidenten bekleidete. Dazu gesellten sich Politiker, spektakulärer Weise auch „nicht-linientreue“ wie Wolfgang Clement und Otto Schilly, sowie Prominente, und hier allen voran der Manager der deutschen Fußballnationalmann-

¹⁶¹ FDP, Die Mitte stärken. Deutschlandprogramm 2009, Programm der Freien Demokratischen Partei zur Bundestagswahl 2009, Hannover, 2009, S. 57.

¹⁶² Vgl. Handelsblatt, Strahlender Sieger, 7.9.2010, S. 2.

schaft, Oliver Bierhoff, der bis dahin nicht ernsthaft als Wirtschafts- und Energieexperte in Erscheinung getreten war.

Das Management der Big-4 hatte damit über Jahre hinweg generalstabsmäßig und auch explizit untereinander kampagnenmäßig abgestimmt „ganze Arbeit geleistet.“ Dabei weist aus wettbewerbsrechtlicher Sicht das Aushelfen von E.ON bei der Laufzeitüberbrückung des RWE-Kraftwerks Biblis A zumindest ein „Geschmäcke“ auf.¹⁶³ Die intensiven konzertierten Bemühungen wurden dann mit dem Verlängerungsbeschluss im 11. Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes belohnt. Das Handelsblatt kommentierte das bis dahin einmalige Handeln der Big-4 wie folgt: „Dass die Konzerne mit ihrem Vorgehen viel erreicht haben – das zeigen nicht zuletzt die Reaktionen der Opposition. ‚So dreist ist in Deutschland noch nie der Eindruck erweckt worden, Politik sei käuflich‘, wetterte SPD-Chef Sigmar Gabriel. [...] Das für Wirtschaftskapitäne eher schroffe Vorgehen ist auch für andere Branchen ein Lehrstück.“¹⁶⁴

Grundlage für die Novelle des Atomgesetzes war der zwischen der konservativ-liberalen Bundesregierung und den AKW-Betreibern ausgehandelte „Förderfondsvertrag“.¹⁶⁵ Darin vereinbarten die Vertragsparteien am 6.9.2010 über zusätzlich zugestandene und zudem übertragbare Reststrommengen eine Laufzeitverlängerung der AKWs unter der Auflage sicherheitstechnischer Nachrüstungen. Gegenüber dem Atomkonsens aus dem Jahr 2000 war die ursprünglich zugestandene Reststrommenge von 2.623 TWh¹⁶⁶ um 1.804 TWh bzw. um fast 70 v.H. aufgestockt worden, verglichen mit der Ende 2009 noch verfügbaren Reststrommenge von 1.007 TWh gab es einen Zuschlag von knapp 80 v.H. (vgl. Tab. 12). Kernkraftwerke, die ihren Betrieb bis einschließlich 1980 aufgenommen hatten, wurden dadurch zusätzlich zu den noch nicht aufgebrauchten Stromerzeugungsmengen neue Mengen für – so die offizielle Darstellung – acht weitere Betriebsjahre zugestanden. Bei den jüngeren AKWs hätte sich nach den offiziellen Verlautbarungen eine Laufzeitverlängerung von 14 Jahren eingestellt. Der letzte Reaktor wäre demnach hierzulande wohl erst in 2037 abgeschaltet worden.

¹⁶³ Vgl. die Position von Hammerstein, C./Tugendreich, B./von Hoff, S, Übertragung von Reststrommengen aus dem Kernkraftwerk Stade auf das Kernkraftwerk Biblis A: Atom-, kartell- und wettbewerbsrechtliche Analyse, Berlin, 2010.

¹⁶⁴ Handelsblatt, Strahlender Sieger, 7.9.2010, S. 1.

¹⁶⁵ Vgl. Bundesregierung, Förderfondsvertrag: Term Sheet aus Besprechung Bund-EVU, in: http://www.bundesregierung.de/Content/DE/_Anlagen/2010/2010-09-09-foerderfondsvertrag.property=publicationFile.pdf, 2010.

¹⁶⁶ Zu den in der Tabelle ausgewiesenen (489 TWh+1.794 TWh =) 2.484 TWh müssen noch die Reststrommengen der bis 2010 bereits stillgelegten AKWs Mühlheim-Kärlich, Obrigheim und Stade dazu gerechnet werden.

Dabei erfolgte die Ermittlung der Reststrommengen aus der beabsichtigten Laufzeitverlängerung auf der Basis recht großzügiger Annahmen zur erzielbaren Kraftwerksauslastung, so dass hier realistischer Weise von einer tendenziell sogar längeren Laufzeitverlängerung auszugehen gewesen wäre (vgl. Tab. 12). Gerade für die älteren Kraftwerke zeigt sich, dass dann, wenn die zwischen 2000 und 2009 durchschnittlich erzeugten jährlichen Erzeugungsmengen zugrunde gelegt werden, sich teils sogar deutlich längere Laufzeiten ergeben hätten. Beim AKW Krümmel beispielsweise hätte sich eine Laufzeitverlängerung von 18 Jahren eingestellt, wenn das Kraftwerk auch zukünftig wegen Ausfällen nur die durchschnittliche Jahresvolllaststundenzahl von rund 5.000 h hätte eingesetzt werden können. Dabei ist diese Status-quo Annahme für die Durchschnittswerte angesichts altersbedingt zunehmender Wartungs- und Revisionszeiten und der über die Jahre hinweg zunehmenden EE-Einspeisung ohnehin schon eher optimistisch. Auf diesen Sachverhalt hatte auch Matthes bereits hingewiesen.¹⁶⁷

Unter den damaligen Rahmenbedingungen schien demnach das *strategische Festhalten* der Big-4 an den althergebrachten Erfolgsrezepten aufgegangen zu sein. Da die deutschen AKWs bereits damals weitestgehend abgeschrieben waren,¹⁶⁸ fiel in der Wirtschaftlichkeitsrechnung der AKWs die hier mit rund 60 bis 65 v.H. zu veranschlagende Hauptbelastungskomponente der Kapitalkosten weg.¹⁶⁹ Nach einer Berechnung des Ökoinstituts waren somit Stromgestehungskosten für die Meiler von rund 17 EUR/MWh anzusetzen. An der Börse wurde damals am Terminmarkt Strom mit gut 50 EUR/MWh¹⁷⁰ gehandelt. Daraus ergab sich folgende Rechnung:

- ➔ Unter der Annahme nur mit der Inflationsrate steigender Preise und Gestehungskosten hätte aus dieser Spanne für die zusätzliche Reststrommenge von rund 1,8 TWh ein Zusatzertrag von etwa 58 Mrd. EUR in Preisen von 2010 und nominal von rund 76 Mrd. EUR resultiert (vgl. Tab. 13).

¹⁶⁷ Vgl. Matthes, Erste Auswertung des am 5. September 2010 ausgehandelten Modells für die Laufzeitverlängerung der deutschen Kernkraftwerke, Hrsg. Öko-Institut, Berlin 2010.

¹⁶⁸ Nach der AfA-Tabelle wird zwar eine unterschiedliche Nutzungsdauer für die Komponenten von Kernkraftwerken angesetzt. In Verbindung mit dem Kraftwerksbetrieb stehende Verwaltungsgebäude können beispielsweise über 50 Jahre hinweg abgeschrieben werden. Die wesentlichen Komponenten haben aber Abschreibungsdauern zwischen 19 und 25 Jahren. Vgl. Bundesministerium der Finanzen, AfA-Tabelle Energie- und Wasserversorgung, BStBl I 1995, 144.

¹⁶⁹ Vgl. zu der Schätzung der Kapitalkostenbedeutung Ökoinstitut, Alt, S. u.a., Streitpunkt Kernenergie – Eine neue Debatte über alte Probleme, Hrsg. Ökoinstitut, 2. Auflage, Freiburg 2011, S. 21. Vgl. auch Rogner, H.-H., Folienvortrag: The Economics of Nuclear Power, Hrsg. IAEA, S.8 und S.10.

¹⁷⁰ Der Terminmarkt ist der Hauptabsatzweg an der Börse. Der angegebene Preis gilt für den Base-Year-Future-Kontrakt.

- ➔ Als Eigentümer von fast 42 v.H. der damaligen AKW-Kapazitäten hätte hierbei E.ON mit einem Plus von rund 25 Mrd. EUR am stärksten profitiert.
- ➔ RWE mit einem Zuwachs von knapp 15 Mrd. EUR (bei knapp 27 v.H. Kapazitätsanteil) und EnBW mit 12 Mrd. EUR (bei einem Kapazitätsanteil von 22 v.H.) hätten sich daran angeschlossen.
- ➔ Vattenfall hätte als kleinster AKW-Betreiber hierzulande unter den Big-4 (mit gut 7 v.H. Kapazitätsanteil) immerhin noch auf Zusatzerträge aus dem Stromverkauf von über 4 Mrd. EUR hoffen können.

Dabei hätten sich diese Zusatzerträge aber erst nach Ablauf der bisher schon zugestandenen Reststrommenge ergeben. Auch unter dem Aspekt der Fristigkeiten hätten aber E.ON und RWE ebenfalls die größten Vorteile gehabt. Hier hätten bis 2011 betrachtet jeweils gut 2,5 GW an Kapazitäten am Netz bleiben dürfen, die ansonsten abzuschalten gewesen wären.

Auf der Habenseite der Big-4 wären aber noch weitere Zusatzerträge dadurch hinzugekommen, dass die *Rückstellungen für den AKW-Rückbau und die Entsorgung erst später* hätten angetastet werden müssen. Die zwischenzeitlich dafür angesparten Mittel hätten somit länger zinsbringend angelegt werden können. Unter der Annahme einer 5,5%-Anlagerendite und einer 2%-igen jährlichen Preissteigerungsrate hatte damals das Ökoinstitut die zusätzlichen Finanzerträge auf 21 Mrd. EUR taxiert. Unter den Berechnungsprämissen war *insgesamt von Zusatzerträgen von knapp 79 Mrd. EUR* auszugehen.

Tab. 12: AKWs: Laufzeiten und Reststrommengen

Standort	Eigentümer	Brutto- leistg. in MW	kommerz. Inbetrieb- nahme	Reststrommengen (netto) [GWh]			Ø erzeug- te Strom- menge p.a. [netto, GWh] 1)	Ø Voll- laststd. [h/a] 1), 2)	Zusätzliche Reststrom- menge (netto) nach AtG 2010 [GWh]	Laufzeit- Verlän- gerg. bei Ø Strom- erzgg. [a]	Ablauf Betriebs- geneh- migung nach AtG 2002 4)	Ablauf Betriebs- geneh- migung nach AtG 2011
				Anfg. 2000	Ende 2009	Ende 2013 3)						
Biblis A / Rhein	RWE	1.225	26.02.1975	62.000	4.196	2.194	5.780	4.719	68.617	12	2009	06.08.2011
GKN 1 Neckarwestheim / Neckar	EnBW	840	01.12.1976	57.350	2.099	0	5.525	6.578	51.000	9	2009	
Biblis B / Rhein	RWE	1.300	31.01.1977	81.460	11.088	7.822	7.037	5.413	70.663	10	2010	
KKB Brunsbüttel / Elbe	Vattenfall (66,7 %)/E.ON (33,3 %)	806	09.02.1977	47.670	11.000	11.000	3.667	4.550	41.038	11	2010	
KKI 1 Isar / Isar	E.ON	912	21.03.1979	78.350	9.870	2.024	6.848	7.509	54.984	8	2010	
KKU Esensham / Unterweser	E.ON	1.410	06.09.1979	117.980	24.271	11.203	9.371	6.646	79.104	8	2011	
KKP Philippsburg 1 / Rhein	EnBW	926	26.03.1980	87.140	21.858	8.454	6.528	7.050	55.826	9	2011	
KKK Krümmel / Elbe	Vattenfall (50 %)/E.ON (50 %)	1.402	28.03.1984	158.220	88.245	88.245	6.997	4.991	124.161	18	2016	
Summe		8.821		690.170	172.627	130.942	51.754		545.393			
KKG Grafenrheinfeld / Main	E.ON	1.345	17.06.1982	150.030	49.377	13.691	9.738	7.240	135.617	14	2013	31.12.2015
KRB Gundremmingen B / Donau	RWE (75 %)/E.ON (25 %)	1.344	19.07.1984	160.920	59.689	20.399	10.037	7.468	125.759	13	2014	31.12.2017
KRB Gundremmingen C / Donau	RWE (75 %)/E.ON (25 %)	1.344	18.01.1985	168.350	68.912	28.947	9.957	7.409	126.938	13	2015	31.12.2021
KWG Grohnde / Weser	E.ON (83,3 %)/SW Bielefeld. (16,7 %)	1.430	01.02.1985	200.900	92.429	50.574	10.738	7.509	150.442	14	2016	31.12.2021
KKP Philippsburg 2/ Rhein	EnBW	1.468	18.04.1985	198.610	91.697	50.835	10.559	7.192	146.956	14	2016	31.12.2019
KBR Brokdorf / Elbe	E.ON (80 %)/Vattenfall (20 %)	1.480	22.12.1986	217.880	105.450	62.995	11.063	7.475	146.347	13	2017	31.12.2021
KKI 2 Isar / Isar	E.ON (75 %)/SW München (25 %)	1.485	09.04.1988	231.210	116.200	70.329	11.491	7.738	144.704	13	2018	31.12.2022
KKE Emsland / Dortmund-Ems-Kanal	RWE (87,5 %)/E.ON (12,5 %)	1.400	20.06.1988	230.070	120.078	76.370	10.979	7.842	142.328	13	2019	31.12.2022
GKN 2 Neckarwestheim / Neckar	EnBW	1.400	15.04.1989	236.040	130.732	89.099	10.496	7.497	139.793	13	2020	31.12.2022
Summe		12.696		1.794.010	834.565	463.239	95.058		1.258.884			
Summe insgesamt		21.517		2.484.180	1.007.192	594.180	146.813		1.804.277			

1) für die abgeschalteten AKWs vom 1.1.2000 bis 31.12.2009 ansonsten bis 31.12.2012; 2) bezogen auf Bruttoleistung

3) inkl. der Übertragungen von Stade, Mülheim-Kärlich und Obrigheim

4) bei 95-%-Auslastung 2011-16; 90-%-Auslastung 2017-20; ohne Übertragungen

Quellen: Bundesamt für Strahlenschutz (Stand Januar 2015); BMWi, Energiedaten 2013, Tab. 24; AtG 2013: Anlage 3; und eigene Berechnungen.

Tab. 13: Erwartete Zusatzgewinne der Big-4 aus der Laufzeitverlängerung

	Brutto- leistungs- anteile [MW] ¹⁾	Anteilsmäßige zusätzliche Reststrom- mengen (netto) nach AtG 2010 [GWh] ¹⁾	Zusatzerträge ab 2011			Belastungen ab 2011				Überschuss vor Steuern	Ertrag- steuern ⁷⁾	Überschuss nach Steuern
			Strom- markt- überschuss ²⁾	Zinsen aus Rückstel- lungen ³⁾	zusam- men	Kernbrenn- stoffsteuer 2011-16 ⁴⁾	Voraus- leistung 2011-16 ⁵⁾	Gewinn- ausgleich ab 2017 (inkl. Voraus- leistung) ⁶⁾	zusammen (Kernbrenn- stoff + Gewinn- ausgleich)			
EnBW	4.634	393.575	15.897	4.044	19.941	2.855	302	2.923	5.778	14.163	3.541	10.622
RWE	5.766	453.340	19.590	7.667	27.257	3.636	385	3.624	7.260	19.997	4.999	14.998
E.ON	8.973	777.404	32.489	10.593	43.082	5.545	577	6.179	11.724	31.358	7.839	23.519
Vattenfall Europe	1.534	118.709	5.434	906	6.340	924	97	1.056	1.980	4.360	1.090	3.270
Stadtwerke BI/M	610	61.250	2.678	497	3.175	402	38	565	967	2.208	552	1.656
Summe	21.517	1.804.277	76.088	23.707	99.795	13.362	1.400	14.347	27.709	72.086	18.021	54.065
			real [Mio. EUR in Preisen von 2010]									
EnBW	4.634	393.575	12.012	3.606	15.618	2.662	284	2.141	4.803	10.815	2.704	8.111
RWE	5.766	453.340	14.768	6.855	21.623	3.391	361	2.658	6.049	15.574	3.894	11.680
E.ON	8.973	777.404	24.857	9.413	34.270	5.171	542	4.621	9.792	24.478	6.119	18.359
Vattenfall Europe	1.534	118.709	4.120	809	4.929	861	92	787	1.648	3.281	820	2.461
Stadtwerke BI/M	610	61.250	1.939	437	2.376	375	36	410	785	1.591	398	1.193
Summe	21.517	1.804.277	57.696	21.120	78.816	12.460	1.314	10.617	23.077	55.739	13.935	41.804

¹⁾ eigene Berechnung nach BMWi, Energiedaten 2013, Tab. 24 und Bundesregierung, Förderfondsvertrag; Term Sheet aus Besprechung Bund-EVU, 2010.

²⁾ Matthes, Auswertungsaktualisierung a.a.O., S. 15; Annahmen: Strompreis in 2010 = 50 EUR/MWh, Stromgestehungskosten 17 EUR/MWh, beides indexiert mit Inflationsrate 2 v.H.

³⁾ Matthes, Auswertungsaktualisierung a.a.O., S. 15; Annahmen: Nominalzins 5,5 v.H., Inflationsrate 2 v.H.

⁴⁾ Matthes, Auswertungsaktualisierung a.a.O., S. 15; Annahmen: kraftwerksscharfe Ermittlung mit 13 bis 15 EUR/MWh.

⁵⁾ eigene Berechnung nach Anlage C Förderfondsvertrag; Annahmen keine Verrechnung mit Kernbrennstoffsteuer, Inflationsrate 2 v.H.

⁶⁾ Matthes, Auswertungsaktualisierung a.a.O., S. 15; Annahmen: kraftwerksscharfe Laufzeitermittlung; 9 EUR/MWh in 2010 bei Indexierung mit Inflationsrate 2 v.H.

⁷⁾ kumuliert über Gewerbesteuer, Körperschaftssteuer und Solidaritätszuschlag in Höhe von 25 %.

Quellen: Matthes, Auswertungsaktualisierung a.a.O., Bundesregierung, Förderfondsvertrag a.a.O., BMWi, Energiedaten 2013 und eigene Berechnungen.

Diesen Extraprofiten stand jedoch eine bereits kurzfristig wirksam werdende *Belastung für alle Betreiber von über 29 Mrd. EUR gegenüber*. Sie sollten sich wie folgt zusammensetzen:¹⁷¹

- ➔ Vertragsunabhängig und unter dem expliziten Vertragshinweis auf eine beabsichtigte rechtliche Prüfung der Zulässigkeit von Seiten der Betreiber wies der Vertrag auf die Erhebung einer *Kernbrennstoffsteuer* hin.¹⁷² Die Details sind im zwischenzeitlich am 1.1.2011 in Kraft getretenen – und auch nach der Suspendierung der Laufzeitverlängerung weiter gültigen – Kernbrennstoffsteuergesetz geregelt. Dabei liegt der Steuersatz nach § 3 KernbrStG bei 145 EUR/g Plutonium bzw. Uran, nachdem zuvor noch eine

¹⁷¹ Vgl. Bundesregierung, Förderfondsvertrag, a.a.O., 2010.

¹⁷² Diese Steuer kann allerdings als Betriebsausgabe teilweise Körperschaftssteuern mindern geltend gemacht werden. Überdies bestätigte ein Sprecher des Finanzministeriums, dass der Steuersatz von ursprünglich vorgesehenen 220 EUR/g auf 145 EUR/g reduziert worden sei. Vgl. Spiegel, Kanzlerin muss Kommunen besänftigen, in: <http://www.spiegel.de/politik/deutschland/0,1518,716257,00.html>, vom 7.9.2010.

Höhe von 220 EUR/g¹⁷³ zur Disposition stand. In der Wirtschaftlichkeitsrechnung von Kraftwerken resultiert daraus eine Belastung in der Größenordnung von etwa 14 EUR/MWh.¹⁷⁴ Die Erhebung soll nach § 12 KernbrStG mit dem Ultimo 2016 enden.

➔ Obendrein wurde die Einzahlung von „Förderbeiträgen“ durch die beteiligten EVUs in ein Sondervermögen des Bundes, den „Energie- und Klimafonds“, vereinbart. Dadurch sollten – wie angekündigt – die Zusatzprofite *teilweise* wieder abgeschöpft werden:

- ▶ Ab 2017 wären dazu für jede produzierte und über die ursprüngliche Reststrommenge hinausgehende Megawattstunde an Atomstrom 9 EUR zu zahlen gewesen. Der Wert hätte sich mit der Verbraucherpreisentwicklung ab dem 1.1.2011 bzw. der Strompreisentwicklung an der Börse ab dem 3.9.2010 gleitend angepasst. Ausschlaggebend für die Anpassung wäre die dynamischere der beiden Preisentwicklungen gewesen.
- ▶ Als Vorauszahlung für die ab 2017 zu leistenden Förderbeiträge sollten bereits 2011 und 2012 jeweils 300 Mio. € p.a. und für die Jahre von 2013 bis 2016 jeweils 200 Mio. p.a., in Summe also 1.400 Mio. EUR, nach einem kraftwerks-scharfen Verteilungsschlüssel¹⁷⁵ eingezahlt werden. Sofern die Einnahmen aus der Kernbrennstoffsteuer den Betrag von 2,3 Mrd. EUR p.a. übersteigen, hätte diese Vorauszahlung um den übersteigenden Betrag gekürzt werden können. Die insgesamt bis Ende 2016 geleisteten Vorauszahlungen hätten auf die Förderbeiträge der Jahre 2017 bis 2022 in gleichen Jahresraten zum Abzug gebracht werden können.
- ▶ Die Förderbeiträge pro Kraftwerk sollten sich auch dann anpassen, wenn die Laufzeitverlängerung aufgehoben oder verändert wird oder wenn Nachrüstungs- oder Sicherheitsanforderungen, die von Seiten des Staates ab Vertragsunterzeichnung gestellt werden, einen Gesamtbetrag von 500 Mio. EUR für das AKW

¹⁷³ Vgl. Matthes, Erste Auswertung des am 5. September 2010 ausgehandelten Modells für die Laufzeitverlängerung der deutschen Kernkraftwerke, Hrsg. Öko-Institut, Berlin 2010, S. 7.

¹⁷⁴ Vgl. ebenda, S. 10 und die nachfolgende, diese Angaben zumindest grob bestätigende Rechnung: Im Jahr 2012 (2013) wurden 1,58 Mrd. EUR (1,29 Mrd. EUR) durch die Steuer tatsächlich eingenommen. Die Atomstromerzeugung belief sich in 2012 (2013) nach Angaben des Bundesamtes für Strahlenschutz auf 94,2 TWh (92,1 TWh). Das ergibt durchschnittlich eine Belastung von 16,9 EUR/MWh (14,0 EUR/MWh).

¹⁷⁵ Vgl. Bundesregierung, Förderfondsvertrag, a.a.O., 2010, Anlage C.

überschritten hätten. Die Minderung sollte sich ergeben aus der Kostenwirkung pro Megawattstunde multipliziert mit den noch nicht aufgebrauchten zusätzlichen Reststrommengen.

In der Quantifizierung der Belastungswirkung ging das Ökoinstitut zu Recht¹⁷⁶ aufgrund der Anlagendaten davon aus, dass die Kernbrennstoffsteuer in keinem Jahr den Betrag von 2,3 Mrd. EUR übersteigen würde. In Preisen von 2010 erwartete das Freiburger Institut eine kumulierte Kernbrennstoffsteuerbelastung bis zum letzten Jahr der Steuererhebung in 2016 in Höhe von rund 12,5 Mrd. EUR, wobei die größten Anteile für E.ON (41,5 v.H.) und RWE (27,2 v.H.) vorhergesagt wurden. Wegen des Unterschreitens der 2,3-Mrd.-EUR-Jahresgrenze wurde in der Quantifizierung des Ökoinstituts keine Kürzung der Vorauszahlungen angesetzt. Die AKW-Betreiber hätten damit unmittelbar für den Gewinnausgleich in Vorkasse gehen müssen. Von 2011 bis 2016 wären in Preisen von 2010 rund 1,3 Mrd. EUR fällig gewesen. Diese wären aber zu verrechnen gewesen mit den Gewinnausgleichszahlungen ab 2017. In Summe hätte nach der Berechnung des Ökoinstituts die Ausgleichszahlung kumuliert und real etwa 10,6 Mrd. EUR ausgemacht.

Am Ende wären nach dieser Rechnung auf Basis der Preise von 2010 – ohne Ertragssteuerberücksichtigung – fast 56 Mrd. EUR an zusätzlichen Gewinnen für die AKW-Betreiber und davon gut 54 Mrd. EUR für die Big-4 übrig geblieben (vgl. Tab. 13).¹⁷⁷ In nominaler Rechnung hätte der Saldo gut 72 Mrd. EUR betragen, wovon knapp 70 Mrd. EUR den vier Großkonzernen zugutegekommen wären. Von den Zusatzerträgen wären damit weniger als 30 v.H. abgeschöpft worden.

Allerdings wären in der Nettobetrachtung für die Unternehmen als *zusätzliche Belastung noch die Ertragssteuern* (Körperschaftsteuer, Gewerbesteuer und Solidaritätszuschlag) hinzugekommen. Da ein Großteil der zugestandenen wirtschaftlichen Vorteile erst nach dem Aufbrauchen der zum damaligen Zeitpunkt noch vorhandenen Reststrommenge, also nach 2020, entstanden wäre, hätte die steuerliche Belastung auf der Grundlage des dann wohl geltenden Steuersystems berechnet werden müssen. In Unkenntnis dessen hatte das Ökoinstitut in einer Schätzversion das bis dahin geltende Steuersystem verlängert und die abzuführenden Steuern mit einem kumulierten Ertragssteuersatz von 25 v.H. ermittelt. In Preisen von 2010 (bzw.

¹⁷⁶ Vgl. Fußnote 174.

¹⁷⁷ Die Landesbank Baden-Württemberg (LBBW) bezifferte nach dem Vertragsschluss in einem nicht-öffentlichen Gutachten die Zusatzgewinne vor Steuer auf nominal 119 Mrd. EUR, was einem abdiskontierten Betrag von etwa 40 Mrd. EUR entspräche. Vgl. Zeit online, Milliarden für die Atomkonzerne, 28.9.2009, <http://www.zeit.de/wirtschaft/2009-09/laufzeitverlaengerung>, zuletzt abgerufen 23.3.2014.

nominal) wären dann *netto Zusatzgewinne von 40,6 Mrd. EUR (bzw. 52,4 Mrd. EUR) für die Big-4* und von fast 42 Mrd. EUR (bzw. 54 Mrd. EUR) für alle AKW-Betreiber übrig geblieben, so dass etwa 53 v.H. der Zusatzerträge nicht abgeschöpft worden wären.

Davon wären noch die *Nachrüstkosten* abzuziehen gewesen, die im Förderfondsvertrag nicht genauer spezifiziert wurden. Auf der Grundlage von Vorgängerstudien folgert das Ökoinstitut jedoch, dass der Betrag „sehr deutlich unter 10 Mrd. EUR für diese gesamte KKW-Flotte“¹⁷⁸ gelegen hätte, so dass in realer Rechnung *weit mehr als 30 Mrd. EUR im Wesentlichen für die Big-4 übrig geblieben wären*. Dabei hielt das Ökoinstitut die Schätzung noch für konservativ, da der Hauptbestandteil der Zusatzprofite, die zusätzlichen Strommarktüberschüsse, unter der Annahme real unveränderter Strompreise (d.h. nominal um 2 v.H. p.a. steigenden Strompreisen) hergeleitet worden war. Realistischer – so das Institut – sei aber die Annahme eines leicht über die allgemeine Preissteigerung hinausgehenden Anstiegs der Strompreise. Je nach Strompreisszenario hätte dann allein der Strommarktüberschuss real zwischen fast 58 Mrd. EUR (s.o.) und 94 Mrd. EUR gelegen. Der Nettoüberschuss nach Steuern wäre dabei real von 40,6 Mrd. EUR auf 64 Mrd. EUR gestiegen.

Allerdings waren die Befunde des Ökoinstituts umstritten.¹⁷⁹ Das betraf insbesondere die Annahme, die Gestehungskosten von Atomstrom (exklusive Kernbrennstoffsteuer) ließen sich mit 17 EUR/MWh ansetzen. In Regierungskreisen ist ein Wert von 25 EUR/MWh als realistischer angesehen worden. In anderen Studien, die im Vorfeld der Laufzeitverlängerung angefertigt wurden, sind hier Werte von bis zu 26 EUR angenommen worden.¹⁸⁰

Ungeachtet aller Unsicherheiten der Kalkulation, die durch die Notwendigkeit entstehen, über einen Zeitraum von etwa 25 Jahre hinweg die Rahmenbedingungen für die Simulation richtig setzen zu müssen, wurde mit der Studie des Ökoinstituts immerhin eine „Hausnummer“ platziert, welche die damals erwarteten Zusatzprofite für die AKW-Betreiber durch die Laufzeitverlängerung grob umreißt. Zwar reagieren derartige Studien recht sensibel auf Veränderungen im vorzugebenden Datenkranz. Auch ist zu konstatieren, dass für die AKW-Betreiber in der zeitlichen Abfolge zunächst verstärkt Belastungen und erst später, nach dem Aufbrauchen

¹⁷⁸ Matthes, F., Auswertungsaktualisierung des am 5. September 2010 ausgehandelten Modells für die Laufzeitverlängerung der deutschen Kernkraftwerke, Hrsg. Öko-Institut, Berlin 2010, S. 10.

¹⁷⁹ Vgl. ebenda und Handelsblatt, Atomkonzerne profitieren nur auf lange Sicht, in: handelsblatt.com, vom 9.9.2010 sowie Handelsblatt, Atombranche wehrt sich gegen Kritik an hohen Gewinnen, in: handelsblatt.com, vom 13.9.2010.

¹⁸⁰ Vgl. Sun, N./Hundt, M./Blesl, M./Voß, A., Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke – Studie im Auftrag von EnBW, Hrsg. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendungen, Stuttgart, 2010, S. 57.

der ursprünglichen Reststrommenge finanzielle Vorteile aufgetreten wären. Gleichwohl treffen sich die veröffentlichten Studien auf folgendem gemeinsamen Nenner: „Mit einer Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke sind auch erhebliche ökonomische Vorteile für die kernkraftwerksbetreibende Unternehmen verbunden.“¹⁸¹ Alles andere wäre angesichts der dargestellten intensiven Bemühungen des Managements der Big-4 um die Laufzeitverlängerung auch nicht erklärbar.

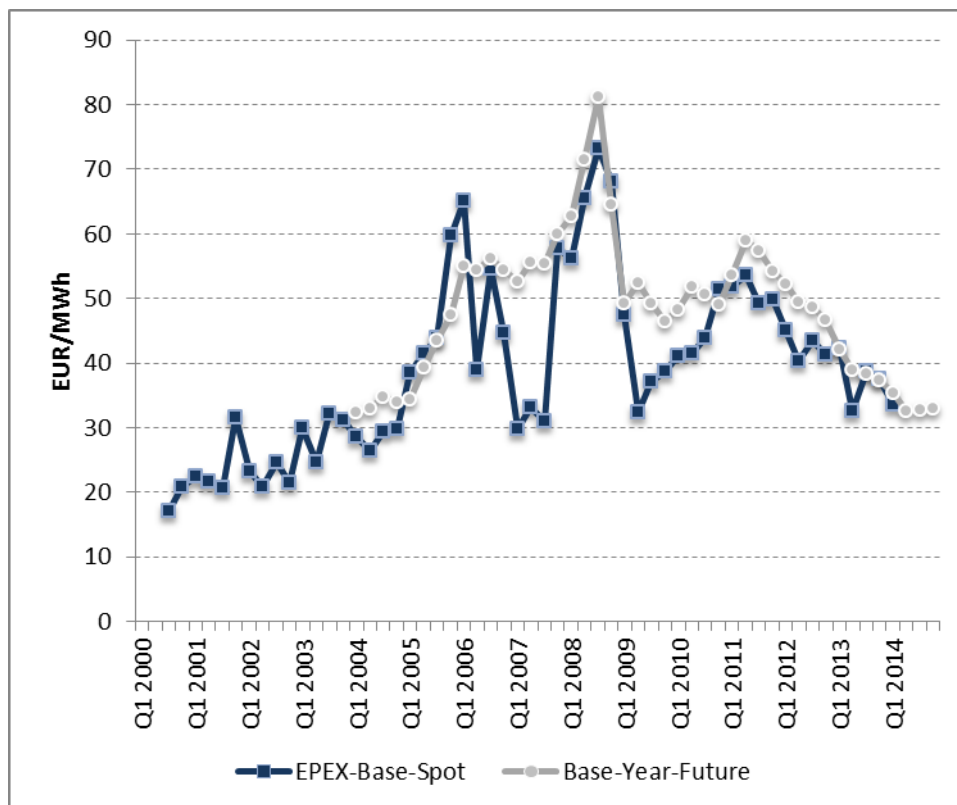
Insgesamt mussten daher *aus damaliger Sicht* die vorliegenden Prognosen für das Management der Big-4 wie eine *Bestätigung ihrer intensiv verfolgten „Weiter-so-Strategie“* gewirkt haben.

Im Rückblick *aus heutiger Sicht* zeigt sich jedoch, dass alle Schätzungen hinsichtlich der unterstellten Strompreise jedenfalls bislang viel zu optimistisch waren. Trotz der Angebotsverknappung durch das Abschalten von acht AKWs im Zuge des Moratoriums (vgl. Abb. 11 und Tab. 12) sind die Strompreise an der Börse nicht etwa moderat gestiegen (vgl. Abb. 19). Im Gegenteil, sie sind bis zum letzten Quartal 2014 auf rund 32 EUR/MWh gefallen. Offenbar wurde bei den früheren Vorhersagen der Merit-Order-Effekt (vgl. Kap. 5.1.3.2) und der Verfall der CO₂-Zertifikatspreise sowie der Brennstoffkosten falsch eingeschätzt. Setzt man die ohnehin schon niedrig gegriffenen AKW-Stromgestehungskosten der Studie des Ökoinstituts von 17 EUR/MWh an, addiert man die errechnete Wirkung der Brennstoffsteuer in Höhe von rund 14 EUR/MWh dazu, reduziert sich die Gewinnmarge gegenüber damals von etwa 19 EUR/MWh auf nur noch 1 EUR/MWh!¹⁸² Allerdings ist bei dieser Rechnung der rechtliche Bestand der Kernbrennstoffsteuer fraglich (vgl. S. 214) und außerdem soll sie nach aktueller Gesetzeslage ohnehin Ende 2016 auslaufen.

¹⁸¹ ebenda, S. 52.

¹⁸² Dabei ist auf der einen Seite zu bedenken, dass ohne den Ausstiegsbeschluss die Strompreise möglicherweise noch niedriger wären, da das Gesamtangebot im Markt höher wäre. Hinzu kommt, dass ohne das Abschalten von acht AKWs die Nachfrage nach CO₂-Zertifikaten niedriger und mithin auch die Zertifikatspreise noch niedriger wären, so dass die strompreissetzenden marginalen Kosten des Grenzkraftwerkes geringer wären. Auf der anderen Seite wäre möglicherweise aber auch der Ausbau der EE nicht so dynamisch verlaufen.

Abb. 19: Börsenpreisentwicklung für Strom



Quartalsdurchschnitte; EEX-Spot: aus den Angaben der EEX zum anzusetzenden KWK-Preis; beide Angaben zur Baseload.

Quelle: EEX und eigene Berechnungen.

Grob kalkuliert ließe sich aus heutiger Sicht folgende *Korrektur an der Berechnung des Ökoinstitutes in realen Werten* anbringen:

- Die Belastungsrechnung ändert sich u.a. mit Blick auf die *Annahmen zur Kernbrennstoffsteuer*. Tatsächlich laufen die bisherigen Steuereinnahmen – den rechtlichen Bestand der Kernbrennstoffsteuer vorausgesetzt (vgl. S. 214) – nicht auf 12,5 Mrd. EUR in Preisen von 2010, sondern eher auf einen Wert von etwa 7,5 Mrd. EUR hinaus.¹⁸³ Daraus resultiert – für sich betrachtet und brutto – gegenüber der oben skizzierten Rechnung des Ökoinstituts ein *Plus im AKW-Überschuss der Big-4 von etwa 5 Mrd. EUR*. Sollte die Steuer hingegen endgültig von den Gerichten gekippt werden, verbliebe aus diesem Effekt ein Anstieg des vom Ökoinstitut ermittelten Brutto-Zusatzgewinns von 12,5 Mrd. EUR.

¹⁸³ Die bisherige Belastung beläuft sich auf 922 Mio. EUR in 2011, 1.577 Mio. EUR in 2012 und 1.285 Mio. EUR in 2013. Grob hochgerechnet auf die Laufzeit der Steuer bis Ende 2016 ergibt sich so tatsächlich ein Wert von knapp 8 Mrd. nominal bzw. etwa 7,5 Mrd. EUR in Preisen von 2010.

- Bei der Vermarktung des Stroms wäre zudem statt 50 EUR/MWh grob gerechnet eher ein Wert von 33 EUR/MWh¹⁸⁴ anzusetzen. Sofern die Gestehungskosten (exklusive der in der Rechnung separat erfassten Kernbrennstoffsteuer) sich nicht geändert haben, resultiert für die zusätzliche Reststrommenge eine *Verringerung* im ausgewiesenen realen *Strommarktüberschuss* brutto um $1.804.277.000 \text{ MWh} \cdot (50 - 33) \text{ EUR/MWh} \approx 31 \text{ Mrd. EUR}$.
- Brutto müssten also in der Verrechnung beider gegenläufiger Korrekturen *Abschläge beim ermittelten Zusatzgewinn* von $(31 \text{ Mrd. EUR} - 5 \text{ Mrd. EUR}) = 26 \text{ Mrd. EUR}$ gemacht werden, sofern die Kernbrennstoffsteuer rechtmäßig ist. Auf diesen Betrag hätte dann aber auch keine Ertragssteuer in Höhe von etwa 6,5 Mrd. EUR gezahlt werden müssen, so dass der *reale Nettogewinn* nicht, wie ursprünglich berechnet, mit 41,8 Mrd. EUR zu beziffern wäre, sondern um ca. $(26 \text{ Mrd. EUR} - 6,5 \text{ Mrd. EUR}) = 19,5 \text{ Mrd. EUR}$ niedriger läge und sich damit *auf etwa 22 Mrd. EUR* in Preisen von 2010 beliefe.
- Aber selbst daran müssten wohl weitere Abstriche gemacht werden, da erstens die Gestehungskostenrechnung des Ökoinstituts im Vergleich zu anderen Studien am unteren Rand der Kalkulation liegt und da zweitens die *Verzinsung aus den Rückstellungen* angesichts des derzeitigen Niedrigzinsniveaus mit 5,5 v.H. als zu hoch angesetzt erscheint.¹⁸⁵ Ebenfalls sehr grob und nicht anlagenscharf kalkuliert, verursacht ein um 3 Prozentpunkte niedrigeres Zinsniveau bei den realen Zinserträgen aus Rückstellungen ein um knapp 15 Mrd. EUR geringeres Plus. *In realer Rechnung* auf Preisbasis 2010 und sehr grob kalkuliert wäre dann – bei Bestand der Kernbrennstoffsteuer – der *Netto-Zusatzgewinn* geschrumpft auf $(22 \text{ Mrd. EUR} - 15 \text{ Mrd. EUR}) = 7 \text{ Mrd. EUR}$.

Losgelöst von den Unwägbarkeiten einer solchen Quantifizierung, wäre in jedem Fall *auch ohne die Suspendierung der Laufzeitverlängerung die Gewinnsituation* in der Kraftwerkssparte der Großkonzerne aus heutiger Sicht bei weitem *nicht mehr so rosig*, wie damals von deren Managern erhofft, vorausgesetzt der EE-Ausbau hätte sich dann auch in der realisierten Dy-

¹⁸⁴ Der aktuelle Börsenstrompreis liegt bei etwa 32 EUR/MWh und dürfte in Zukunft eher noch fallen. Von 2011 bis 2014 lag dafür der Mittelwert noch bei rund 41 EUR/MWh.

¹⁸⁵ Das gilt auch, wenn man die relevante Rendite aus einem Opportunitätskostenargument herleitet, wonach die Unternehmen das Geld länger im Unternehmen halten können und daher in diesem Umfang kein Fremdkapital aufnehmen müssen: Langfristige RWE-Anleihen zum Beispiel haben zwar einen Kupon-Zins von 5,75 v.H., ihre Rendite beläuft sich aber derzeit nur auf 2,3 v.H. Frisches Fremdkapital müsste demnach mit etwa 2,5 v.H. verzinst werden.

namik vollzogen und zu einem Verfall der Strompreise beigetragen. Zu dieser Überlegung passt auch die Meldung von E.ON, das Kraftwerk Grafenrheinfeld wegen „mangelnder Wirtschaftlichkeit der Anlage“¹⁸⁶ sieben Monate vor dem zugestandenen Laufzeitende abzuschalten, um so auf den ansonsten anstehenden Austausch von Brennelementen verzichten zu können.¹⁸⁷

Vor diesem Hintergrund geht Stratmann vom Handelsblatt sogar so weit zu behaupten: „Selbst die noch verbliebenen Kernkraftwerke in Deutschland sind von *Cashcows* zu *Sorgenkindern* geworden, erwirtschaften nicht viel mehr als ihre – durch eine neue Brennelementesteuer erhöhten – Kosten. Mit anderen Worten: Die *Kernkraft würde in Deutschland auch ohne den Ausstiegsbeschluss rapide an Bedeutung verlieren*.“¹⁸⁸

5.1.2.4 Rücknahme der Laufzeitverlängerung

Der Ausstieg aus der Laufzeitverlängerung zeichnete sich schon ein halbes Jahr nach der Unterzeichnung des Förderfondsvertrags ab. Auslöser war die *japanische Reaktorkatastrophe*, durch die das Energiekonzept der Bundesregierung eine spektakuläre Neuausrichtung erfuhr.

Am 11. März 2011 verursachte ein ungewöhnlich starkes Erdbeben in Verbindung mit einem Tsunami eine Verwüstung der Atomanlagen von Fukushima. Es kam im Zuge einer wochenlang schwelenden Krise in mehreren Reaktorblocks zum Beginn einer Kernschmelze, zum Austritt von Radioaktivität und zu Evakuierungen. Die eingeleiteten Rettungsmaßnahmen und eine skandalöse Informationspolitik der Betreiberfirma Tepco zeugten mehr von purer Hilflosigkeit als von Professionalität und standen im krassen Missverhältnis zu der zuvor verbreiteten *Technikgläubigkeit der Kernkraftlobbyisten*. Der Glaube an die Beherrschbarkeit der Technik wurde dabei umso mehr erschüttert, als Japan – ganz anders als damals die Sowjetunion bei der Tschernobyl-Katastrophe – allseits den Ruf eines zuverlässigen Hochtechnolo-

¹⁸⁶ Spiegel online, E.on nimmt AKW Grafenrheinfeld früher vom Netz, <http://www.spiegel.de/wirtschaft/unternehmen/akw-e-on-schaltet-atomkraftwerk-grafenrheinfeld-im-mai-2015-ab-a-961269.html>, zuletzt abgerufen 29.3.2014.

¹⁸⁷ Vgl. E.ON, Zwischenbericht III/2014, Düsseldorf 2014, S. 13/14 und ¹⁸⁷ E.ON, E.ON nimmt Kernkraftwerk Grafenrheinfeld vor Ende der Laufzeit außer Betrieb, Pressemeldung vom 28.3.2014. Die Steuer wird nur fällig beim Einsetzen neuer Brennelemente. Dabei wird aber immer nur ein Teil der vorhandenen Elemente ausgetauscht.

¹⁸⁸ Stratmann, K., Es führt kein Weg zurück, in: Handelsblatt vom 11.3.2014, S.12.

gielandes genoss. Allein die bis heute absehbaren Folgen der Katastrophe sind fatal und ihre endgültige Bewältigung zeichnet sich noch lang nicht ab.¹⁸⁹

Noch zwei Tage nach Beginn der Havarie sah Bundeskanzlerin Angela Merkel (CDU) keinen Anlass, von der *AKW-Laufzeitverlängerung* Abstand zu nehmen. Erst die immer offensichtlichere Schwere der Ereignisse, die Machtlosigkeit einer Hochtechnologienation, die Hilf- und Planlosigkeit der japanischen Entscheidungsträger vor Ort, sicherlich aber auch die *Stimmung in der deutschen Bevölkerung*, zumal im unmittelbaren Vorfeld der Landtagswahl in Baden-Württemberg,¹⁹⁰ bewegten die Bundesregierung dann doch zum grundlegenden Einlenken in ihrem AKW-Kurs.

Während eines „Moratoriums“ wurden zunächst die sieben ältesten Atommeiler (vgl. Tab. 12, S. 136) vorsichtshalber abgeschaltet. Das zuvor wegen Sicherheitsproblemen schon vom Netz genommene Kraftwerk Krümmel blieb abgeschaltet und die Risiken der Kernkraft wurden durch eine Reaktorsicherheitskommission neu bewertet. Parallel wurde für alle Zukunftsfragen der energiepolitischen Ausrichtung eine unabhängige *Ethikkommission* berufen. Am Ende stand eine *politische Kehrtwende um 180 Grad*. Vereinbart wurden insbesondere der Atomausstieg und der forcierte Ausbau der EE und des Stromnetzes sowie verstärkte Bemühungen zum Energiesparen.¹⁹¹ Somit wurde der Reduktion der Treibhausgasemissionen ein weiteres quantitatives energiepolitisches Oberziel zur Seite gestellt: der rasche Ausstieg aus der Kernenergie (vgl. Kap. 2.1) .¹⁹²

Damit wurde der Zielkatalog der Energiewende erweitert, wobei der AKW-Ausstieg zwangsläufig die Akzentuierung von alten Zwischenzielen – den EE-Ausbau und das Energiesparen – hervorrief, die nunmehr aber nicht nur mit der alleinigen Stoßrichtung verfolgt werden, Emissionen zu vermeiden, sondern zusätzlich mit der Absicht, den Ausstieg aus dem Atomstrom überhaupt bewerkstelligen zu können, ohne die *Versorgungssicherheit* zu gefährden.

¹⁸⁹ Vgl. Frankfurter Allgemeine Zeitung, Regierung spricht in Fukushima jetzt von „ernstem Störfall“, 22.8.2013 und Germis, C., Bloß keine Transparenz. Tepco steht abermals im Zentrum eines Atomskandals in Japan/Konzernchef Naomi Hirose taucht wieder ab, in: Frankfurter Allgemeine Zeitung vom 22.8.2013.

¹⁹⁰ Nicht zuletzt aufgrund der Ereignisse in Japan musste die CDU die Regierungsmacht in Baden-Württemberg abtreten. Zum ersten Mal erhielt Bündnis 90/Die Grünen, die Partei also, die als Vorreiter im Kampf gegen die Atomkraft identifiziert wird, in einem Bundesland den größten Stimmenanteil und kann seitdem den Ministerpräsidenten stellen.

¹⁹¹ Vgl. BMU, Der Weg zur Energie der Zukunft – sicher bezahlbar und umweltfreundlich, Eckpunktepapier der Bundesregierung zur Energiewende vom 6.6.2011.

¹⁹² Die Deklaration der Treibhausgasreduktion und des Atomausstiegs als „Oberziele“ entspricht der Sichtweise der Expertenkommission zu Monitoringprozessen der „Energie der Zukunft“. Vgl. Monopolkommission (2013): Energie 2013: Wettbewerb in Zeiten der Energiewende, Sondergutachten 65, Bonn 2013, S. 110f.

Letztlich wurde mit diesem Schritt aus der zuvor schon eingeleiteten „*kleinen Energiewende*“ die große „*beschleunigte Energiewende*“¹⁹³, wobei hier von der Politik ein Begriff okkupiert wurde, der eigentlich von der Ökologiebewegung geprägt wurde und dessen Inhalte und Forderungen die politischen Entscheidungsträger zum Teil lange Zeit ablehnten.¹⁹⁴

Als Bausteine dieser „*beschleunigten Energiewende*“ wurden über die Beschlüsse des Energiekonzeptes von 2010 (vgl. Tab. 1, S.12) hinaus vereinbart:

- ➔ die Suspendierung der Laufzeitverlängerung von AKWs,
- ➔ der sofortige Ausstieg, aus acht älteren bzw. weniger sicheren Anlagen,
- ➔ die Forcierung des EE- und KWK-Ausbaus und
- ➔ die Intensivierung des Netzausbaus.

Die noch im Herbst 2010 zugestandenen zusätzlichen AKW-Strommengen wurden so mit dem Inkrafttreten des 13. Gesetzes zur Änderung des Atomgesetzes vom 6.8.2011 komplett aufgehoben. Stattdessen soll die Nutzung der Kernenergie zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität zeitlich gestaffelt und kraftwerksscharf befristet auf das feste Enddatum 31.12.2022 eingestellt werden.

Die während eines Moratoriums im Anschluss an die Katastrophe abgeschalteten sieben Anlagen sowie das nach Zwischenfällen zuvor schon stillstehende Kraftwerk Krümmel dürfen grundsätzlich nicht mehr an das Netz angeschlossen werden. Sie standen bis Frühjahr 2013 nur noch als „*Kaltreserve*“ für den Fall zur Verfügung, dass die Versorgungssicherheit anders nicht gewährleistet werden kann.¹⁹⁵ Die zuständige Bundesnetzagentur hatte jedoch erklärt, dass „nach Abwägung aller derzeit bekannten Umstände“¹⁹⁶ keines der Kraftwerke als Reserve benötigt wird.

¹⁹³ Zitzler, S., Reichweite und Grenzen einer Förderreform: Eine steuerungstheoretische Analyse der Photovoltaik-Novelle 1012, in: Korte, K.-R. (Hrsg.), Regierungsforschung.de, 11. Juli 2013, S. 8.

¹⁹⁴ Vgl. Hockenjos, P., The Energiewende, in: Zeit Online vom 15.12.2012, <http://www.zeit.de/2012/47/Energiewende-Deutsche-Begriffe-Englisch>, zuletzt abgerufen am 14.11.2013 und Öko-Institut, Energiewende – Die Ursprünge, <http://energiewende.de/index.php?id=5>, zuletzt abgerufen 14.11.2013.

¹⁹⁵ In dem Fall bestimmt die Bundesnetzagentur, welches der Kraftwerke zur vorübergehenden Inbetriebnahme am geeignetsten ist. Die dabei erzeugte Strommenge wird nicht auf die übertragenen Restkontingente angerechnet. Vgl. Deutscher Bundestag (2011): Entwurf eines Dreizehnten Gesetzes zur Änderung des Atomgesetzes, Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und FDP, Drucksache 17/6060 vom 6.6.2011, S. 8.

¹⁹⁶ Vgl. Bundesnetzagentur, Bundesnetzagentur wird den Reservebetrieb eines Kernkraftwerkes nicht anordnen, Pressemitteilung, 31.8.2011.

Die den Betreibern nach dem Atomausstiegsgesetz von 2002 erlaubten und noch nicht aufgezehrten Reststrommengen können zwar ebenso wie die des bereits 1988 vom Netz genommenen Kraftwerks Mühlheim-Kärlich auf noch laufende Meiler übertragen werden. In jedem Fall – und hier geht die Regelung über den Ausstiegsbeschluss von 2002 hinaus – erfolgt die Schließung der Kraftwerke zum vordefinierten Abschalttermin (vgl. Tab. 12, S. 136), selbst wenn die Reststrommengen bis dahin noch nicht erzeugt wurden und dann verfallen müssten. Die Abschaltung des nächsten AKWs, Grafenrheinfeld, ist rechtlich für Ende 2015 vorgesehen, wird aber vom Betreiber E.ON auf Mai 2015 aus Rentabilitätsgründen vorgezogen (s. S. 144).

Darüber hinaus wurde auch an der Erhebung der Kernbrennstoffsteuer festgehalten, da sie nach Auffassung der Regierung unabhängig vom Laufzeitverlängerungsbeschluss zustande gekommen sei. Für die Förderbeiträge hingegen war die Geschäftsgrundlage entfallen.

Unter Berufung auf die Gesetzesbegründung beim Atomausstiegsbeschluss von 2002 orientieren sich die Abschaltzeiten in der Atomgesetznovelle von 2011 wieder grob an einer Gesamtbetriebszeit von 32 Jahren. Bei der nun geltenden zeitlichen Befristung bleibe diese Regellaufzeit „weiterhin gewährleistet“, so dass „die von dieser Regelung betroffenen Unternehmen nicht unverhältnismäßig belastet werden und den Betreibern eine Amortisation der Investition sowie die Erzielung eines angemessenen Gewinns weiterhin ermöglicht wird“.¹⁹⁷ In Verbindung mit dem Hinweis „dass nach der Kalkar-Entscheidung des Bundesverfassungsgerichts aus dem Jahr 1978 allein dem *Gesetzgeber die normative Grundsatzentscheidung für oder gegen die Nutzung der Kernenergie* obliegt und der Grundrechtsschutz nach Artikel 14 des Grundgesetzes [...] nicht den Schutz von zukünftigen Gewinnen und Erwerbschancen umfasst“,¹⁹⁸ wollten die politischen Entscheidungsträger den drohenden Klagen von Seiten der Betreiber mit dieser Begründung offenbar die Spitze nehmen.

Alle dargelegten *Bemühungen der Big-4* um die Laufzeitverlängerung erwiesen sich somit *schlagartig* und erst recht nach dem erreichten Zwischensieg auch *vollkommen überraschend* als *vergeblich*.

Einwänden gegen den politischen Rückzieher vom Rückzieher begegnete Kanzlerin Merkel in ihrer Regierungserklärung zum Reaktorunfall pragmatisch mit: Wenn „das scheinbar Unmög-

¹⁹⁷ Deutscher Bundestag (2011): Entwurf eines Dreizehnten Gesetzes zur Änderung des Atomgesetzes, Gesetzesentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und FDP, Drucksache 17/6060 vom 6.6.2011, S. 6.

¹⁹⁸ ebenda.

liche möglich, das absolut Unwahrscheinliche Realität wurde, dann verändert das die Lage. Dann muss gehandelt werden.“¹⁹⁹

Die AKW-Betreiber reagierten auf den Politikumschwung unterschiedlich heftig. Während die anderen Konzernlenker zwar ihre Position deutlich machten, sich aber ansonsten zurückhielten wurde RWE-Chef *Großmann* in der Presse mehrfach als *Hardliner* dargestellt. Bei einer tumultartigen Pressekonferenz im April 2011 verteidigte er seine unveränderte Haltung zur Kernkraft und kündigte als erster gegen das Moratorium Klagen an. Später hob er hervor: „Ich staune, dass ein einziges Ereignis ausreicht, um die Technologie, der man als Brückentechnologie gerade acht bis 14 zusätzliche Jahre an Lebenszeit gegeben hatte, radikal über Bord zu werfen.“²⁰⁰ und „Wir akzeptieren das Primat der Politik, aber wir halten die Beschlüsse der Bundesregierung rund um die Kernenergie nicht für rechters.“²⁰¹ Sein langjähriges Lobbying und die starre Haltung auch nach der Katastrophe von Fukushima veranlasste letztlich sogar den Naturschutzbund (Nabu), Großmann offiziell mit dem wenig schmeichelhaften Titel „Dinosaurier des Jahres“ auszuzeichnen.²⁰²

Ohnehin ist im Anschluss an das Unglück – so das Handelsblatt damals – „der kurze Draht“ zwischen Regierung und den Big-4 „gekappt“ worden: „Vor ein paar Jahren gingen die Manager der großen Energiekonzerne im Kanzleramt ein und aus. Und hartnäckig hält sich das Gerücht, die Juristen der Unternehmen hätten ihre ‚Formulierungshilfen‘ für Gesetzesänderungen direkt ins Wirtschaftsministerium gefaxt, wo sie unverändert übernommen worden seien. Doch der *kurze Draht zu den Schaltstellen der politischen Macht ist gekappt*. Heute freuen sich Lobbyisten und Vorstandschefs, wenn sie überhaupt vorgelassen werden. Das Verhältnis zwischen Stromriesen und politischer Macht hat sich abgekühlt. [...] Die Bosse fühlten sich überrumpelt.“²⁰³ Erklärt wird dies in der Presse wie folgt: „Wollte Merkel ihre ohnehin schon schwer zu vermittelnde Kehrtwende einigermaßen glaubwürdig darstellen,

¹⁹⁹ Merkel, A. (2011); Regierungserklärung von Bundeskanzlerin Dr. Angela Merkel, Bulletin der Bundesregierung Nr. 59 -1 vom 9. Juni 2011, http://www.bundesregierung.de/Content/DE/Bulletin/2011/06/Anlagen/59-1-bk.pdf?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt abgerufen 25.10.2013.

²⁰⁰ Großmann, J., zitiert in: Handelsblatt, Die Sprachstörung, 7.12.2012, S. 62.

²⁰¹ Großmann, J., zitiert in: Handelsblatt.com, RWE will keine Atomkraftwerke im Ausland, 17.6.2012, http://www.wirtschaftspresse.biz/pshb?fn=relhbi&sfn=builddhbi&GoPage=205550,205551&bmc=biz_cn_detailsuche&bmc=biz_cn_archiv_artikel&dk=12&SH=42fb2235194a080ac94a1efd90aa11&depot=0

²⁰² Vgl. Nabu, Ist nachhaltige Energieversorgung möglich?: Streitgespräch vom 8.4.2011 mit Jürgen Großmann, <http://www.nabu.de/aktionenundprojekte/dinodesjahres/13660.html>, zuletzt abgerufen 18.3.2014.

²⁰³ Handelsblatt, Der kurze Draht ist gekappt, 11.6.2012, S. 14.

musste sie zwingend den Eindruck vermeiden, schon wieder mit Großmann und Co. zu kungeln.²⁰⁴

Die *Betroffenheit* der Atomkonzerne von der Suspendierung der Laufzeitverlängerung lässt sich nun – je nach rechtlichem Bezugs- und Simulationszeitpunkt – unterschiedlich bewerten. Als Bezugszeitpunkt kann entweder die Rechtslage nach der Laufzeitverlängerung angesehen werden oder der Status quo ante, also die Rechtslage aus dem Atomkonsens von 2002.

Letzteres rechtfertigt sich mit der Überlegung, dass durch die Suspendierung nur politische Geschenke weggefallen seien, deren Notwendigkeit sich bei neuer Sondierung der Sachzusammenhänge als obsolet erwiesen hätten und dass die Konzerne bis zur Suspendierung ohnehin kaum Zeit gehabt hätten, sich auf die Laufzeitverlängerung mit dann auch kostenwirksamen Effekten einzustellen, so dass hier auch kein besonderer Bestandsschutz zu beachten wäre.

Hinsichtlich des *Simulationszeitpunktes* kann unterschieden werden, zwischen der Beurteilung der Folgen auf Basis der Datenlage, die vor dem Wieder-Ausstiegsbeschluss vorlag, oder aus heutiger Sicht.

Nimmt man als Ausgangspunkt die Rechtslage nach der zugestandenen Laufzeitverlängerung, geht mit ihrer Rücknahme ein politisch auferlegter Verzicht von Seiten der Big-4 auf alle berechneten Vorteile der Laufzeitverlängerung einher. Unter Rückgriff auf die Studie des Ökoinstituts wären die Big-4 nach damaliger Betrachtung nicht in den Genuss von Zusatzprofiten nach Ertragsteuern in einer Größenordnung von real 42 Mrd. EUR (54 Mrd. EUR nominal) gekommen.

Zusätzlich zu diesen Opportunitätskosten kommen noch *pagatorische Kosten* in Form „gestrandeter Investitionen“, die im Vertrauen auf die Laufzeitverlängerung für die Nachrüstung von Kraftwerken entstanden sind. Dabei ist der rechtlich zuzubilligende Vertrauenszeitraum aber beschränkt auf die Periode zwischen der Unterzeichnung des Förderfondsvertrags im September 2010 und dem Atomunfall im darauf folgenden März. Zwar fehlen hier belastbare Daten über die in dieser Hinsicht „gestrandeten Investitionen“, angesichts der Vorlaufzeit derartiger Projekte ist aber wohl eher von einem überschaubaren Betrag auszugehen. Sollten hingegen schon vor der Verabschiedung des Förderfondsvertrags Investitionen in die Wege geleitet worden sein, unterliegen sie eigentlich keinem wirklich schützenswerten Vertrauens-

²⁰⁴ Handelsblatt, Ohne die Energiekonzerne gelingt die Wende nicht, 31.5.2011, S. 11.

schutz, da sie nur in Spekulation auf einen für die Betreiber günstigen Ausgang der Vertragsverhandlungen vorgenommen wurden. *Insofern zumindest ist die Kalkulation des Ökoinstituts in dieser Hinsicht aus damaliger Sicht nicht nennenswert zu relativieren.*

Allerdings ergeben sich *aus heutiger Sicht* Korrekturen an den zuvor ausgewiesenen Größenordnungen, da sich die ihnen zugrunde gelegte Annahme unveränderter Strompreise und einer Verzinsung der Rückstellungen zu 5,5 v.H. bislang als zu optimistisch, die Prognose der Kernbrennstoffsteuer hingegen als hoch erwiesen haben. Von uns sehr grob geschätzt geht also mit der Rücknahme der Laufzeitverlängerung der auferlegte *Verzicht auf Zusatzgewinne* von nur noch 7 Mrd. EUR (in Werten von 2010) einher (s. S. 143).

Dabei ist das jedoch nur der Betrag, der resultiert, wenn die Unternehmen durch die neue Rechtslage lediglich auf den Status quo ante zurückgefallen wären, von dem aus der gerade wieder abgezogene Vorteil der Laufzeitverlängerung berechnet wurde. Als Belastung dazu kommen so noch die wirtschaftlichen Auswirkungen des *unmittelbaren Abschaltens* von acht AKWs. Diese Kraftwerke verfügen noch über ungenutzte Reststrommengen aus dem Atomkonsens des Jahres 2000 in Höhe von rund 131 TWh (vgl. Tab. 14). Am stärksten betroffen von der sofortigen Abschaltung der acht AKWs ist dabei E.ON mit Reststrommengen von 61 TWh und Vattenfall mit gut 51 TWh. Dies resultiert primär aus der Abschaltung des Kraftwerkes Krümmel, das aufgrund der Sicherheitsprobleme schon nach 27 Betriebsjahren mit einer entsprechend hohen Reststrommenge abgeschaltet wurde. Dabei darf aber nicht übersehen werden, dass dieses Kraftwerk ebenso wie Brunsbüttel ohnehin seit geraumer Zeit nicht am Netz war. Zudem verfallen die in der Tabelle ausgewiesenen Mengen trotz der Stilllegung nicht, da sie nach dem AtG auf die verbliebenen Anlagen übertragen werden können.

Praktische Voraussetzung für die Übertragbarkeit ist allerdings, dass diese Reststrommengen von den laufenden neun AKWs in deren verbleibender Restlaufzeit überhaupt noch eingesetzt werden können (vgl. Tab. 15). Auf der Basis der Durchschnittsverbräuche von 2000 bis 2013 kann nach unseren Berechnungen darin kein Problem gesehen werden. Die noch laufenden Kernkraftwerke verfügten Ende 2013 zusammen über gut 463 TWh an Reststrommenge. Würden alle AKWs bis zum geplanten Laufzeitende mit ihrer bisherigen jahresdurchschnittlichen Erzeugung produzieren, könnten noch gut 674 TWh, also 211 TWh mehr als ohne Übertragung erlaubt, hergestellt werden. Dann gingen die Reststrommengen der abgeschalteten AKWs in Höhe von 131 TWh durch eine Übertragung nicht endgültig verloren und könnten

weiterhin wirtschaftlich genutzt werden, sofern sich die Auslastung der noch betriebenen Nuklearanlagen zukünftig nicht nennenswert verringert.

Tab. 14: Verteilung der Reststrommengen vorzeitig stillgelegter AKWs

Standort	Eigentümer	Reststrom- mengen [GWh]	Eigentümer	transferierbare Reststrom- mengen [GWh]	bis Laufzeitende zusätzlich benötigte Reststrommengen bei Ø-Erzeugung 2010-2013 [GWh]
Biblis A / Rhein	RWE	2.194	EnBW	8.454	15.118
GKN 1 Neckarwestheim / Neckar	EnBW	0	RWE	10.017	71.748
Biblis B / Rhein	RWE	7.822	E.ON	61.016	94.342
KKB Brunsbüttel / Elbe	Vattenfall (66,7 %)/E.ON (33,3 %)	11.000	Vattenfall	51.456	4.395
KKI 1 Isar / Isar	E.ON	2.024	Stadtw.	0	13.768
KKU Esensham / Unterweser	E.ON	11.203	Summe	130.943	199.371
KKP Philippsburg 1 / Rhein	EnBW	8.454			
KKK Krümmel / Elbe	Vattenfall (50 %)/E.ON (50 %)	88.245			
Summe		130.943			

Quelle: BfS, Jahresmeldung 2013 und eigene Berechnungen

Stützt man sich in der Bedarfsplanung nur auf den jüngeren Erzeugungszeitraum von 2010 bis 2013, in dem die Auslastung im Mittel etwas geringer ausfiel, ändert sich der Befund zur praktischen Übertragbarkeit nicht substantiell. Benötigt werden dann von den derzeit laufenden AKWS noch zusätzliche Reststrommengen in Höhe von 199 TWh.

Auf der Basis unserer Berechnungsannahmen können wir die Befürchtung des Ex-RWE-Chefs Großmann nicht nachvollziehen. Vom Handelsblatt wird er wie folgt zitiert: „Insgesamt könnten daher selbst bei einer optimalen Verteilung der Reststrommengen über Unternehmensgrenzen hinweg bis zu 60 Terawattstunden (TWh) nicht verbraucht werden, betont Großmann. Nach der jetzigen Regelung könnte RWE rund 50 TWh nicht in eigenen Anlagen verstromen, weil das bayerische Kernkraftwerk Gundremmingen B 2017 abgeschaltet werden soll, obwohl es über fast die gleichen Reststrommengen verfügt wie Gundremmingen C, das erst 2021 vom Netz soll. Großmann argumentiert weiter: Die Hälfte der Menge aus dem RWE-Kraftwerk Mülheim-Kärlich, das 1988 nach kurzer Laufzeit wegen einer fehlerhaften Genehmigung wieder vom Netz gegangen war, könnte so womöglich nicht verbraucht werden.“²⁰⁵

Trotz der *generellen Übertragbarkeit* ergeben sich aber möglicherweise Einbußen aus dem *Timing*. Die rund 131 TWh Reststrommenge der abgeschalteten Kraftwerke wären nach dem

²⁰⁵ Handelsblatt.com, FDP löst mit Atom-Bedenken heftigen Koalitionskrach aus, 7.6.2011, http://www.wirtschaftspresse.biz/pshb?fn=relhbi&sfn=buildhbi&GoPage=205550,205551&bmc=biz_cn_details_uche&bmc=biz_cn_archiv_artikel&dk=63&SH=42fb2235194a080ac94a1efd90aa11&depot=0, zuletzt abgerufen 29.3.2014.

Atomkonsens des Jahres 2000 vorrangig in den Jahren 2011 bis 2013 produziert worden und hätten – unter der Annahme, dass die Kraftwerke Brunsbüttel und Krümmel überhaupt wieder reibungslos gelaufen wären – schon in dieser Phase, als auch noch die Großhandelspreise höher waren, zu entsprechenden Gewinnen der Eigentümer beigetragen. Nun können diese ungenutzten Reststrommengen erst dann verwertet werden, wenn die Reststrommengen der laufenden AKWs ab 2015, verstärkt aber ab 2018/19 aufgebraucht sein werden. Bis dahin resultieren aus der zeitlichen Verschiebung der Erlöse Barwerteinbußen, die allerdings angesichts des geringen Zinsniveaus moderat sein dürften. Zusätzlich ergeben sich Umsatzzugeständnisse, sollten bis zum Zeitpunkt der verschobenen Nutzbarkeit durch den Merit-Order-Effekt die Strompreise im Großhandel weiter sinken.

Tab. 15: Reststrommengenbedarf der laufenden AKWs

laufende AKWs													
Standort	Eigentümer		Brutto- Leistung [MW]	Stromerzeugung 1/2000 bis 12/2013			Stromerzeugung 1/2010 bis 12/2013			Reststrom- menge 12/2013 [GWh]	rechtl. Restlauf- zeit ab 12/2013 [a]	zusätzlich benötigte Reststrommenge bis Stilllegung	
				Erzeu- gung [GWh]	Ø Jahres- erzeugung [GWh/a]	Aus- lastung ¹⁾ [v.H.]	Erzeu- gung [GWh]	Ø Jahres- erzeugung [GWh/a]	Aus- lastung ¹⁾ [v.H.]			bei Ø- Erzeugung 2000-2013 [GWh]	bei Ø- Erzeugung 2010-2013 [GWh]
KKG Grafenrheinfeld / Main	E.ON		1.345	136.339	9.738	82,7	35.686	8.922	75,7	13.691	2	5.786	4.152
KRB Gundremmingen B / Donau	RWE (75 %)/E.ON (25 %)		1.344	140.521	10.037	85,3	39.291	9.823	83,4	20.399	4	19.778	18.919
KRB Gundremmingen C / Donau	RWE (75 %)/E.ON (25 %)		1.344	139.403	9.957	84,6	39.965	9.991	84,9	28.947	8	50.766	51.037
KWG Grohnde / Weser	E.ON (83,3 %)/SW Bi. (16,7 %)		1.430	150.326	10.738	85,7	41.855	10.464	83,5	50.574	8	35.385	33.193
KKP Philippsburg 2/ Rhein	EnBW		1.468	147.775	10.555	82,1	40.862	10.215	79,4	50.835	6	12.526	10.485
KBR Brokdorf / Elbe	E.ON (80 %)/Vattenfall (20 %)		1.480	154.885	11.063	85,3	42.455	10.614	81,9	62.995	8	25.571	21.973
KKI 2 Isar / Isar	E.ON (75 %)/SW M. (25 %)		1.485	160.881	11.491	88,3	45.871	11.468	88,2	70.329	9	33.157	32.944
KKE Emsland / Dortmund-Ems-Kanal	RWE (87,5 %)/E.ON (12,5 %)		1.400	153.700	10.979	89,5	43.709	10.927	89,1	76.370	9	22.498	22.035
GKN 2 Neckarwestheim / Neckar	EnBW		1.400	146.941	10.496	85,6	41.633	10.408	84,9	89.099	9	5.421	4.633
Summe			12.696							463.239		210.889	199.371

1) bezogen auf Volllastbetrieb (8.760 h/a) und Brutto-Leistung
Quelle: BfS, Jahresmeldung 2013 und eigene Berechnungen

Problematisch könnte die Übertragbarkeit auch auf der *individuellen* Ebene werden (vgl. Tab. 14). Während unter der Annahme einer gegenüber dem Durchschnitt über die Jahre 2010 bis 2013 unveränderten Stromproduktion in den noch laufenden AKWs alle anderen Akteure ihre eigenen durch das vorzeitige Abschalten ungenutzten Reststrommengen komplett selbst aufbrauchen können, wird Vattenfall am Ende einen nicht selbst zu nutzenden Überschuss von etwa 47 TWh haben. Im Prinzip gibt es dafür einen Bedarf, denn die anderen Betreiber werden, wenn sie unverändert viel Atomstrom bis zum Laufzeitende erzeugen wollen, etwa 115 TWh nicht aus den ungenutzten Reststrommengen decken können. Gleichwohl muss der Tauschprozess über Verhandlungen erfolgen, wobei Vattenfall in seiner Position einerseits zwar dadurch stark ist, dass der Konzern als einziger noch über überschüssige Reststrommengen verfügen wird. Andererseits wird Vattenfall aber auch zwingend einen Abnehmer finden müssen, weil ansonsten die Überschüsse wertlos verfallen werden.

Darüber hinaus zeigt sich, dass die Big-4 durch das sofortige Abschalten von acht AKWs in ihrer *relativen* Bedeutung als Stromproduzenten *unterschiedlich stark getroffen* wurden (vgl. Tab. 16). *Absolut* gesehen hatten zwar *E.ON und RWE* durch das Stilllegen die *höchsten Leistungs- und Erzeugungseinbußen* auf dem deutschen Markt zu verkraften. Wegen ihrer starken Internationalisierung verteilten sich diese Einbußen innerhalb des Konzerns aber auf ein weltweit sehr breit aufgestelltes Kraftwerksportfolio. Bezogen auf den Konzern verlor E.ON 4,8 v.H. seiner Gesamtleistung und – gemessen an der Durchschnittserzeugung der abgeschalteten AKWs – 7,6 v.H. bzw. – gemessen an der Erzeugung des letzten vollen Betriebsjahres, in dem die im E.ON-Teileigentum befindlichen Kraftwerke Bunsbüttel und Krümmel ohnehin abgeschaltet waren, – 6,2 v.H. an Gesamterzeugung. RWE verlor konzernweit rund 8 v.H. seiner Kapazitäten und ebenfalls knapp 8 v.H. bzw. 9 v.H. seiner gesamten Stromerzeugung. *Besonders drastisch* erwischte es im Vergleich dazu *EnBW* als Anbieter mit der höchsten *relativen AKW-Bedeutung* im Kraftwerkspark. Die abgeschalteten Kernkraftwerke machten hier gut 11 v.H. der weltweiten Gesamtkapazitäten und fast 18 v.H. bzw. gut 12 v.H. der gesamten Erzeugung aus. Für Vattenfall hingegen ist der Kapazitätsverlust noch am leichtesten zu verarbeiten. Nur rund 3 v.H. der weltweiten Kraftwerksleistung war betroffen und das ausschließlich bei den beiden teileigenen Kraftwerken Bunsbüttel und Krümmel, die in 2010 eh keinen Strom produzierten und ansonsten eine durchschnittliche Stromerzeugung von nur gut 3 v.H. an der weltweiten Erzeugung des Unternehmens ausmachten.

Tab. 16: Auswirkungen der AKW-Stilllegungen auf das Kraftwerksportfolio

	Gesamtes Kraftwerksportfolio 2010				Stillgelegte AKWs 2011 (anteilig)								
	Leistung [MW]		Erzeugung [TWh]		Leistung			Erzg. Ø 2000-2010			Erzgg. 2010		
					[MW]	Anteil [v.H.]		[TWh]	Anteil [v.H.]		[TWh]	Anteil [v.H.]	
	D	Welt	D	Welt		D	Welt		D	Welt		D	Welt
E.ON	23.345	68.475	112,5	275,5	3.292	14,1	4,8	20,9	18,6	7,6	17,0	15,1	6,2
RWE	32.169	47.068	165,1	225,3	2.525	7,8	5,4	12,8	7,8	5,7	14,4	8,7	6,4
EnBW1)	14.103	15.498	61,5	67,6	1.766	12,5	11,4	12,1	19,6	17,8	8,4	13,7	12,4
Vattenfall	15.079	39.923	69,1	172,4	1.238	8,2	3,1	5,9	8,6	3,4	0,0	0,0	0,0

1) Angaben zum nationalen Markt sind nicht explizit im Geschäftsbericht ausgewiesen. Angesichts eines Konzernumsatzanteils des deutschen Marktes von 91 v.H. wurden die deutschen Leistungen der deutschen Kraftwerke und deren Erzeugung mit diesem Prozentsatz aus den Konzerndaten grob geschätzt.
Quelle: BfS, Jahresmeldung 2012, Geschäftsberichte 2010 der Big-4 und eigene Berechnungen.

5.1.2.5 *Fazit zum AKW-Kurs der Big-4*

Die Big-4 hatten sich in ihrer Rolle als – sieht man von zwei Minderheitenbeteiligungen ab – einzige AKW-Eigentümer in Deutschland mit dem *Atomkonsens* aus dem Jahr 2000 und dem damit verbundenen früheren Ausstieg aus der Kernenergie *niemals richtig abgefunden*. Schon kurze Zeit nach der Vereinbarung nutzten sie die vermeintliche Renaissance der Kernkraft im Ausland, das Abklingen des Tschernobyl-Schocks im öffentlichen Bewusstsein und das konkrete Heranrücken der ersten Abschalttermine um ihr Lobbying generalstabmäßig und koordiniert in einzigartiger Weise zu forcieren. Dabei wurde das in der Sache von den Gegnern einer Laufzeitverlängerung stark kritisierte Argument der „*Brückentechnologie*“ mit so großer Penetranz in der Diskussion platziert, dass die Akzeptanz der breiten Öffentlichkeit immer stärker zunahm.

Mit Blick auf den sich abzeichnenden *Regierungswechsel* zum Jahr 2009 sah es frühzeitig so aus, als würde die Strategie aufgehen, da die nach der Demoskopie weit vorne liegenden zukünftigen Regierungsparteien ihre Bereitschaft zur Laufzeitverlängerung unmissverständlich zu erkennen gaben. Die Big-4 konnten sich somit berechtigte Hoffnungen machen, mit ihren weitgehend abgeschriebenen AKWs zusätzliche Milliarden Gewinne einzufahren. Vor diesem Hintergrund bestand ab etwa 2008 *wenig Anlass zu einem Strategiewechsel*. Die Geschäfte liefen bislang blendend und zusätzliche „windfall-profits“ durch politisch veränderte Weichenstellungen waren als Silberstreif am Horizont bereits erkennbar.

Mit dem Förderfondsvertrag vom September 2010 und der Laufzeitverlängerung um acht bzw. 14 Jahre für die AKWs schien sich dann die politische „Überzeugungsarbeit“ endgültig rentiert zu haben. Zwar sollte über die Kernbrennstoffsteuer und den Förderfonds ein Teil der Zusatzprofite wieder abgeschöpft werden. Dennoch wären unter Berücksichtigung von Nebenwirkungen *nach damaligen Prognosen netto gut 40 Mrd. EUR in Preisen von 2010 zusätzlich* bei den vier Großkonzernen verblieben.

Mit der Katastrophe von *Fukushima* hat sich die Ausgangslage schlagartig verändert. In der Post-Fukushima-Phase hat sich der politische Einfluss der Konzernzentralen auf ein Minimum reduziert. Dabei beschlossen die politischen Entscheidungsträger nicht nur einen Rückzug aus der Laufzeitverlängerung, sie fielen aus Sicht der AKW-Betreiber sogar *hinter den Status-quo-ante* zurück: Acht AKWs mussten nämlich sofort vom Netz genommen werden und der Zeitpunkt des Abschaltens der anderen Kernkraftwerke ist nicht mehr vom Aufbrau-

chen prinzipiell übertragbarer Reststrommengen abhängig, sondern nun terminlich unabhängig von eventuell noch vorhandenen Reststrommengen fixiert. Hinzu kommt eine neue nennenswerte Belastung der Atomstromerzeugung durch die auch nach der Suspendierung der Laufzeitverlängerung beibehaltene Kernbrennstoffsteuer.

Für die strategische Ausrichtung der Konzerne bedeutete das veränderte Umfeld einen *herben und kaum noch zu erwartenden Rückschlag*. Die Hoffnung auf langfristig gesicherte Milliardengewinne aus dem vermeintlich überaus lukrativen Kernkraftgeschäft ist jäh zerplatzt.

Zudem erscheint das *Kernkraftgeschäft auch betriebswirtschaftlich* mittlerweile *in einem anderen Licht*. So gehen mit dem Rückfall hinter den politischen Status-quo-ante eine Einschränkung von Flexibilität im AKW-Einsatz und eine Verschiebung von Erlösen auf der Zeitachse einher. Aber diese Einschnitte sind finanziell wegen der praktischen Übertragbarkeit von Reststrommengen noch weniger dramatisch. Schwerer wiegt die unerwartet *verringerte Wirtschaftlichkeit der Nuklearstromproduktion*, die durch die Kernbrennstoffsteuer kostenseitig und vor allem durch die rückläufigen Strompreise im Großhandel erlösseitig in die Zange genommen wird. Es haben sich mithin durch den Ausstieg aus der Laufzeitverlängerung nicht nur die Reststrommengen wieder reduziert, obendrein kann die Megawattstunde auch nur noch zu geringeren Deckungsbeiträgen verkauft werden. Im Nachhinein reduziert sich die vermeintliche und zwischenzeitlich *wieder einkassierte Wohltat* durch die Laufzeitverringerung grob kalkuliert auf „nur“ noch 7 Mrd. EUR.

5.1.3 Fehleinschätzung der EE-Ausbau-Wirkung

Diese Entwicklung stellt sich für die Big-4 umso schlimmer dar, als ihr nuklear-fossiles Kerngeschäft der Stromerzeugung auch noch durch den EE-Ausbau massiv bedroht wird. Hier macht sich insbesondere mit Blick auf den *fossilen Kraftwerkspark* zunehmend eine Fehleinschätzung der Entwicklung des Stromgroßhandelsmarktes auf Seiten der Big-4 schmerzlich bemerkbar.

5.1.3.1 Strompreisbildung im Großhandel

Zum Verständnis der Zusammenhänge bedarf es eines kurzen Exkurses zur Preisbildung und zum Angebotsverhalten im Stromgroßhandel. Der für die hiesigen Großhandelstransaktionen relevante Markt besteht aus dem deutschen und dem österreichischen Absatzgebiet, nachdem diese beiden Versorgungsregionen mittlerweile als vollständig integriert gelten (vgl. Kap.

3.2). Akteure auf den Märkten sind die Verbund- und Handelsunternehmen der Energieversorger, Stadtwerke und Regionalversorger, Finanzdienstleister, Kreditinstitute, große kommerzielle Strom-verbraucher und EEG-Anlagenbetreiber sowie die Netzunternehmen.

Zum Großhandel zählen der börsenbasierte und der außerbörsliche Handel. Außerbörslich werden sowohl dezentrale bilaterale Vereinbarungen getroffen als auch Geschäfte abgeschlossen, bei denen zentralisierte Systeme mit von Brokern organisierten Handelsplattformen genutzt werden. Hier werden Over-the-Counter-Geschäfte (OTC) mit standardisierten Produkten, vor allem aber auf individuelle Bedarfe zugeschnittene große Geschäfte arrangiert. Zu letzterem zählen auch passgenaue Rahmenverträge zur Kapazitätsvorhaltung oder langfristige Belieferungsverträge, die von den standardisierten Usancen der Börse abweichen.

Beide Handelssegmente erstrecken sich sowohl auf Spot- als auch auf Terminmärkte. Während auf den *Spotmärkten* vorrangig physisch zu erfüllende Stromlieferungen gehandelt werden, werden *Terminmarkt-Geschäfte* häufig nur mit der Verrechnung der finanziellen Forderungen aus den Sicherungs- bzw. Spekulationsgeschäften abgeschlossen, ohne die Geschäfte mit einer physischen Stromlieferung zu unterlegen.

Zwar lassen sich im Großhandel zahlreiche Untersegmente differenzieren, dennoch handelt es sich bei „dem“ Großhandel um ein interdependentes System. Angesichts einer hohen Transparenz werden angesichts von ansonsten einsetzenden *Arbitrageprozessen* bei identischen oder ähnlichen Vertragsinhalten zwischen den Abschlüssen an der Börse und außerhalb der Börse im ausgehandelten Preis keine nennenswerten Abweichungen auftreten. Dies gilt sowohl für den Termin- als auch für den Spotmarkt. Hinzu kommt eine enge Anlehnung des Terminhandels an die zukünftig erwartete Entwicklung am Spotmarkt. Wegen der engen Verzahnung der Segmente erscheint für eine Analyse der Strompreisbildung aus methodischer Sicht die Unterstellung eines einheitlichen Marktes mit einem einheitlichen Preis als zulässig.²⁰⁶

Hinsichtlich des Angebotsverhaltens ist zu differenzieren zwischen der Ex-ante und der Ex-post-Kalkulation. Vor der Durchführung einer Kraftwerksinvestition (ex-ante) kommen nur solche Objekte in Betracht, bei denen über die Laufzeit hinweg der *durchschnittlich erwartete*

²⁰⁶ Vgl. zu dieser Überlegung auch Bundeskartellamt, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel, Bonn 2011, S. 60. Grundsätzlich wird diese Auffassung auch von Frank Sensfuß unterstützt. Er weist aber darauf hin, dass Arbitragegeschäft zwischen Spot- und Terminmärkten mit erheblichen Risiken behaftet seien, so dass hier ein Keil zwischen beide Marktsegmente getrieben werden könnte. Infolgedessen argumentierten einige Ökonomen, dass zum Beispiel der Merit-Order-Effekt auf den Terminmärkten wesentlich kleiner sei als am Spotmarkt. Vgl. Sensfuß, F., Analysen zum Merit-Order-Effekt erneuerbarer Energien: Update für das Jahr 2009, Karlsruhe, 2011, S. 13.

Strompreis die *gesamten* Durchschnittskosten pro Kilowattstunde inklusive eines normalen Profits und einer Risikoprämie für das eingesetzte Kapital abdeckt. Bei dieser langfristigen, perspektivischen Angebotsplanung bedarf es insbesondere auch der Aussicht auf ein *Erwirtschaften der Fixkosten*.

Sobald die Investition in ein bestimmtes Kraftwerk aber einmal vorgenommen wurde, ändert sich ex-post die Angebotskalkulation. Die Fixkosten müssen ab dann als „eh-da-Kosten“ so oder so getragen werden und können durch das kurzfristige Angebotsverhalten nicht mehr beeinflusst werden. In der Ex-post-Kalkulation wird das Angebot mithin so austariert, dass die von der Angebotsmenge abhängigen *zusätzlichen variablen Kosten* für eine weitere Angebotseinheit (also die sogenannten *Grenzkosten*) in Abwägung mit dem Strompreis zu einem maximalen Gewinn führen. Bei ausreichend großer Konkurrenz, bei der der Marktpreis als vom eigenen Angebot nicht nachhaltig beeinflussbar angesehen wird, folgt der Anbieter dem klassischen *Preis-gleich-Grenzkosten-Kalkül*: Zu einem individuell als nicht beeinflussbar betrachteten Strompreis wird der Kraftwerksbetreiber gerade noch so viel Strom anbieten, dass die Grenzkosten mit diesem Marktpreis übereinstimmen.²⁰⁷

Dabei werden die Grenzkosten bei thermischen Kraftwerken im Wesentlichen durch die *spezifischen*, d.h. die für die *Erzeugung einer weiteren Kilowattstunde entstehenden Kosten* für die *Brennstoffe und die Entsorgung* sowie bei den fossilen Kraftwerken durch die Aufwendungen für die zusätzlich benötigten *CO₂-Zertifikate* bestimmt.²⁰⁸

Ausgehend von diesen Überlegungen lässt sich nun das *kurzfristige Angebotsverhalten* in Form einer von der Höhe des erzielbaren Strompreises bestimmten Einsatzreihenfolge, der sog. *Merit-Order*, modellhaft abbilden (vgl. Abb. 20). An der deutschen Strombörse, der EEX, werden dabei für den *Day-Ahead-Markt* im Vorfeld für jede Stunde des folgenden Tages verbindliche Gebote für das Stromangebot und die -nachfrage eingeholt.²⁰⁹ Die Gebote werden unterlegt mit der Strommenge und den akzeptierten Liefer- bzw. Ankaufspreisen. Anschließend werden sie dem Preis nach gestaffelt und durch die Preisfestlegung von Seiten der

²⁰⁷ Vorausgesetzt wird in unserer Analyse implizit, dass die variablen Durchschnittskosten dann zudem höchstens den Grenzkosten und damit dem Strompreis entsprechen (sogenanntes „Betriebsminimum“).

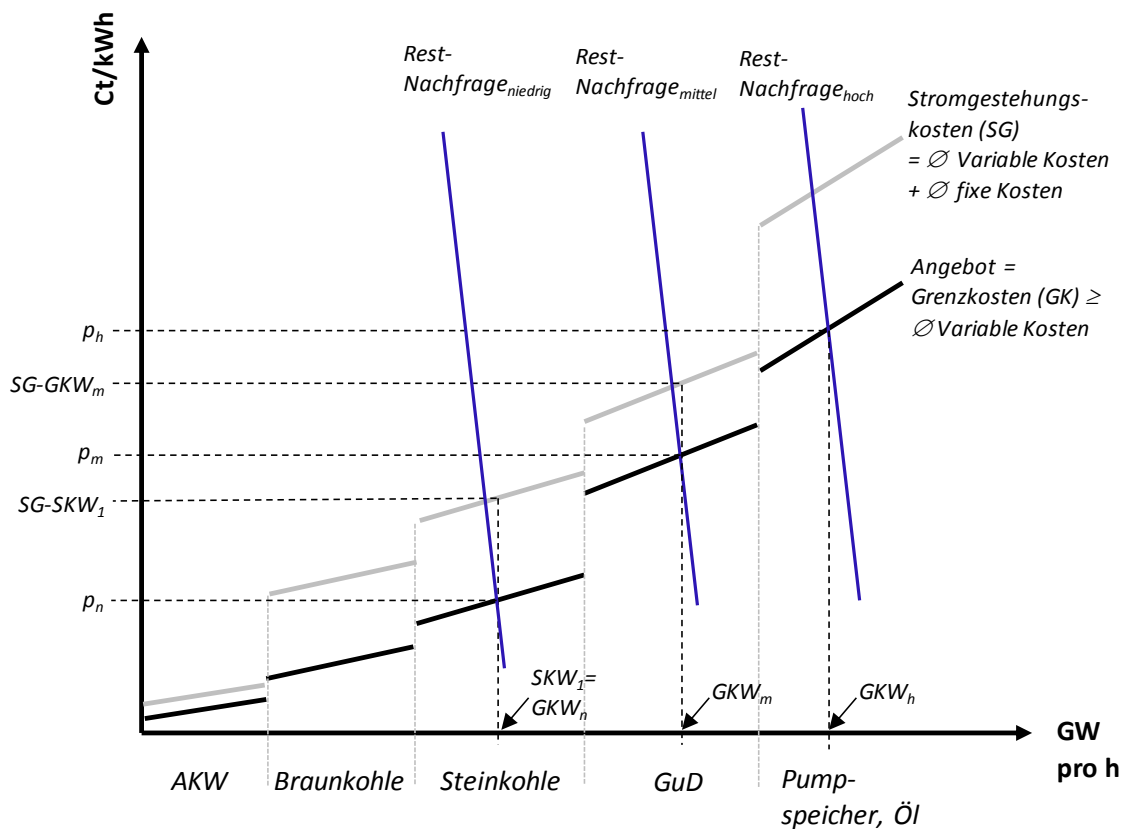
²⁰⁸ Auch hierbei handelt es sich nur um eine Grobkalkulation. Gerade mit Blick auf Großkraftwerke könnten in der Detailanalyse insbesondere noch die Kosten für das An- und Abfahren von Kraftwerken mitberücksichtigt werden. Vgl. z.B. Bruckner, T./Kondziella, H./Bode, S., Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke auf die Preise und die Wettbewerbsstrukturen im deutschen Strommarkt, Kurzstudie im Auftrag der 8KU, Hamburg. 2010, S.9.

²⁰⁹ Vgl. z.B. Roon, S. von, Huck, M., Merit Order des Kraftwerksparks, Hrsg. Forschungsstelle für Energiewirtschaft 2010.

Börse auf ein Marktgleichgewicht abgestimmt. Den gleichgewichtigen Marktpreis erhalten dann alle zum Zuge kommenden Kraftwerksbetreiber unabhängig von den individuellen Geboten.

Unser Merit-Order-Modell erfasst unmittelbar nur das dem Wettbewerb unterliegende Angebot aus der konventionellen Stromerzeugung. Die EE fließen in die Analyse somit nur indirekt ein: Im EEG-System genießen sie eine Vorrang einspeisung zu gesetzlich garantierten Festpreisen. Sie bedienen damit quasi vorweg einen Teil der Stromnachfrage. Im *wettbewerblichen* Stromerzeugungssegment gilt es dann, nur noch die übrigbleibende *Residuallast* zu bedienen.

Abb. 20: Merit-Order-Modell



Quelle: eigene Darstellung.

Diese Restnachfragekurve hat dabei – wie die Gesamtnachfragekurve auch – einen steilen Verlauf, denn Preissteigerungen im Großhandel haben kaum Auswirkungen auf die Stromnachfrage. Dies resultiert aus der Tatsache, dass im Großhandel die Händler die Verpflichtung der nachfragenden Stromversorger bedienen, unabhängig vom Börsenpreis jederzeit die von den Endkunden gewünschte Strommenge zu liefern. Die Endkunden ihrerseits haben oftmals

mit ihren Versorgern vertraglich fixierte Stromendpreise vereinbart, müssen von daher keine Rücksicht auf die aktuellen Börsenpreise nehmen und orientieren ihre Nachfrage zu einem bestimmten Zeitpunkt ausschließlich am Bedarf. Infolgedessen agieren die Nachfrager im Großhandel als reine Agenten für die Endabnehmer, ihr Nachfrageverhalten repräsentiert mithin das preisunelastische Verhalten der Endkunden. Auch bei energieintensiven Unternehmen, die ihren Strom unmittelbar im Großhandel beziehen, ist zeitpunktbezogen ebenfalls von einer geringen Preiselastizität auszugehen. Sofern keine großen Spielräume in einem nachfrageseitigen Lastenmanagement bestehen, wird der Strom unabhängig vom aktuellen Börsenpreis einfach benötigt, um ein zumeist noch kostspieligeres Unterbrechen des eigenen Produktionsprozesses zu verhindern.

Bei der Konstruktion der Angebotskurve wurden vereinfachend, aber dennoch realitätsnah, auf der Abszisse die Kraftwerke nach der Höhe ihrer Grenzkosten bei der Stromproduktion gestaffelt.²¹⁰ In Übereinstimmung mit der einschlägigen Literatur weisen die niedrigsten Grenzkosten die AKWs auf, gefolgt von Braunkohlekraftwerken und anschließend von Steinkohlekraftwerken. Danach reihen sich GuD-Kraftwerke vor den letzten Spitzenlastkraftwerken (Pumpspeicher und Öl) ein. Der Grenzkostenvorteil der AKWs resultiert vorrangig aus vergleichsweise niedrigen spezifischen Brennstoffkosten und der Tatsache, dass keine CO₂-Zertifikate eingesetzt werden müssen. Braunkohlekraftwerke profitieren primär von überaus niedrigen Brennstoffkosten je erzeugter Kilowattstunde. Allerdings weisen sie unter den fossilen Kraftwerken die höchsten spezifischen Emissionskosten auf. Angesichts des aktuellen Verfalls der Zertifikatepreise schlagen diese Emissionskosten derzeit aber nicht allzu stark auf die gesamten Stromgestehungskosten pro Kilowattstunde durch. Dies gilt auch für die Steinkohlekraftwerke, die aber mit deutlich höheren spezifischen Brennstoffkosten konfrontiert sind. Der Betrieb von GuD-Kraftwerke hingegen ist aufgrund ihrer deutlich geringeren Emissionen im Vergleich der fossilen Kraftwerke zwar mit den niedrigsten spezifischen CO₂-Kosten verbunden. Bei ihnen fallen aber die Brennstoffkosten besonders stark ins Gewicht, zumal deutsche GuD-Kraftwerke – auch wegen fehlender Kapazitäten bei Flüssiggasterminals – über langfristige Lieferverträge zumeist Pipelinegas einsetzen, das sich in den letzten Jahren zunächst stark verteuert hat und sich dem durch das *Fracking* ausgelösten Verfall bei den Flüssiggaspreisen lange Zeit entzogen hat.

²¹⁰ Vgl. zu den nachfolgenden Überlegungen z.B. Fraunhofer ISE, Stromgestehungskosten Erneuerbarer Energien, Version November 2013, Freiburg 2013 und Bode, S./Groscurth, H., Zur Wirkung des EEG auf den ‚Strompreis‘, HWWA Discussion Paper 348, Hamburg 2006.

Die Grenzkostenorientierung im Angebotsverhalten gewährleistet unter der Prämisse, dass die variablen Durchschnittskosten unterhalb der Grenzkosten liegen (Betriebsminimum), aber nur eine Deckung variabler Kosten, nicht jedoch automatisch auch der Fixkosten. Werden diese auch noch auf die produzierte Strommenge umgelegt, ergeben sich die gesamten spezifischen Stromgestehungskosten (SG-Kurve). Dabei ist der hierdurch verursachte Aufschlag auf die spezifischen variablen Kosten primär den Kapitalkosten geschuldet. Bei abgeschriebenen Kraftwerken (hier unterstellt für die AKWs) ist der zu berücksichtigende Aufschlag eher gering. Besonders kapitalintensiv sind hingegen noch nicht abgeschriebene Kohlekraftwerke, so dass hier der Unterschied zwischen Grenzkosten ($\approx$ variable Durchschnittskosten) und spezifischen Stromgestehungskosten besonders hoch ausfällt. GuD-Kraftwerke sind mit Blick auf diesen Aspekt vergleichsweise günstiger und weisen daher einen geringeren Aufschlag aus.

Im Modell wurde unterstellt, dass sich innerhalb einer Kraftwerksgruppe aufgrund unterschiedlichen Alters Produktivitätsunterschiede und in Verbindung damit ansteigende Grenzkosten einstellen. Der Einfachheit halber grenzen sich die Angebotssegmente nach den eingesetzten unterschiedlichen Primärenergieträgern scharf voneinander ab. In der Realität dürften die individuellen Unterschiede in den Grenzkosten einer Erzeugungsklasse wesentliche heterogener sein, so dass beispielsweise einzelne moderne GuD-Anlagen sicher mit älteren Steinkohlekraftwerken bei den Grenzkosten mithalten können. Insofern ist in der Wirklichkeit die Merit-Order-Kurve wesentlich heterogener hinsichtlich der Erzeugungstechnologien strukturiert.²¹¹ Auch sind mit den Brennstoff- und den Zertifikatekosten nicht alle Grenzkostenbestandteile erfasst, u.a. fehlt die Berücksichtigung von Anfahr- bzw. Abfahrkosten großer Kraftwerke genauso wie von unterschiedlichen technischen Möglichkeiten, einzelne Kraftwerke überhaupt flexibel zu regeln.

Der Großhandelspreis stellt sich nun im Schnittpunkt von Angebots- und Restnachfragekurve ein. In einer Situation mit mittlerer Restnachfrage resultiert so der Preis p_m . Er deckt die Grenzkosten des Grenzkraftwerks (GKW_m) ab, bei dem es sich hier um ein GuD-Kraftwerk handelt. Neben diesem „marginalen Kraftwerk“ versorgen auch alle anderen Kraftwerke, die in der Merit-Order vor ihm liegen, die Restnachfrage. Auch sie erhalten denselben Preis p_m . Dabei weisen diese „inframarginalen Kraftwerke“ aber niedrigere Grenzkosten auf als das Grenzkraftwerk, so dass sich im Marktgleichgewicht die Wirtschaftlichkeitsrechnung der eingesetzten Kraftwerke sehr unterschiedlich darstellt.

²¹¹ Angesichts der Ungenauigkeiten wurde auch auf eine Quantifizierung der Preise auf der Ordinate verzichtet.

Das Grenzkraftwerk GKW_m kann zwar durch die Stromproduktion seine Grenzkosten decken, nicht aber die spezifischen Gestehungskosten insgesamt ($p_m < SG-GKW_m$). Hier werden die spezifischen Fixkosten nicht hereingeholt. Dieses Kraftwerk arbeitet in der dargestellten Situation mit Verlust. Wesentlich besser sieht es beispielsweise für das Steinkohlekraftwerk SKW_1 aus. Der Preis liegt hier deutlich über den spezifischen Stromgestehungskosten ($p_m > SG-SKW_1$). Er reicht damit für dieses Steinkohlekraftwerk mehr als aus, um variable und fixe Kosten abzudecken, so dass hier Gewinne anfallen. Die anderen GuD-Kraftwerke, die in der Merit-Order vor (also: links von) dem Grenzkraftwerk liegen, können im Beispiel zwar die spezifischen Gestehungskosten nicht decken. Dennoch produzieren sie, da bei ihnen p_m über den Grenzkosten und damit über den variablen Durchschnittskosten liegt, so dass hier durch eine Überdeckung der variablen Kosten wenigstens ein Teil der durchschnittlichen Fixkosten erwirtschaftet werden kann.

Mit sich veränderndem Strombedarf verschiebt sich die Restnachfragekurve. Bei hohem Bedarf stellt sich am Markt der Preis p_h ein. Das neue Grenzkraftwerk GKW_h liegt in der Merit-Order weiter rechts. Die Gewinne nehmen im zuvor betrachteten inframarginalen Steinkohlekraftwerk durch den höheren Preis zu, während sich nun beim vorherigen Grenzkraftwerk GKW_m ebenfalls Gewinne einstellen ($p_h > SG-GKW_m$). Fällt hingegen die Nachfrage entsprechend stark (Restnachfrage_{niedrig}), wird das Steinkohlekraftwerke SKW_1 zum neuen Grenzkraftwerk GKW_n und es bestimmt mit seinen Grenzkosten den niedrigen Marktpreis p_n . Die beiden zuvor betrachteten Grenzkraftwerke, GKW_h und GKW_m , werden nicht benötigt und können in dieser Situation keine Deckungsbeiträge zum Hereinholen der Fixkosten erwirtschaften. Auch dem Steinkohlekraftwerk SKW_1 gelingt es nicht, die gesamten Stromgestehungskosten zu decken ($p_n < SG-SKW_1$) und es arbeitet mit Verlust.

Ex-post rechnet sich ein Kraftwerk auf Dauer damit nur dann, wenn es während seiner Laufzeit ausreichend oft in der Merit-Order weit genug vor dem jeweiligen Grenzkraftwerk liegt, um positive Deckungsbeiträge zu erwirtschaften, mit denen die Fixkosten abgedeckt und zudem noch ausreichende Gewinne eingefahren werden können.

5.1.3.2 Merit-Order-Effekte durch die Energiewende

Wenn sich die Rahmendaten der Elektrizitätswirtschaft verändern, ergeben sich erhebliche Variationen in der Struktur der Merit-Order-Kurve. Diese Veränderungen können einen mas-

siven, oftmals auch sehr indirekten und asymmetrischen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeitsrechnung von einzelnen Kraftwerkstypen haben.

Durch die Energiewende (vgl. Kap. 2) sind nun mehrere Effekte angestoßen worden, die einen solchen Einfluss haben. Dazu zählen:

- ➔ das sofortige Abschalten von acht sowie das mittelfristig anstehende Abschalten von weiteren neun AKWs (vgl. Tab. 12),
- ➔ das Abschalten von Kohlekraftwerken im Zuge des Ende 2014 aufgelegten Klimaschutzprogramms 2020 (vgl. Kap. 2.1),
- ➔ die Erhebung einer Kernbrennstoffsteuer (vgl. Kap. 5.1.2.3) und
- ➔ der beschleunigte Ausbau der EE (vgl. Kap. 2.2) sowie die zumindest angekündigte – wenngleich noch wenige erfolgreiche – Steigerung der Energieeffizienz (vgl. Kap. 2.2).

5.1.3.2.1 Auswirkungen des Abschaltens von AKWs

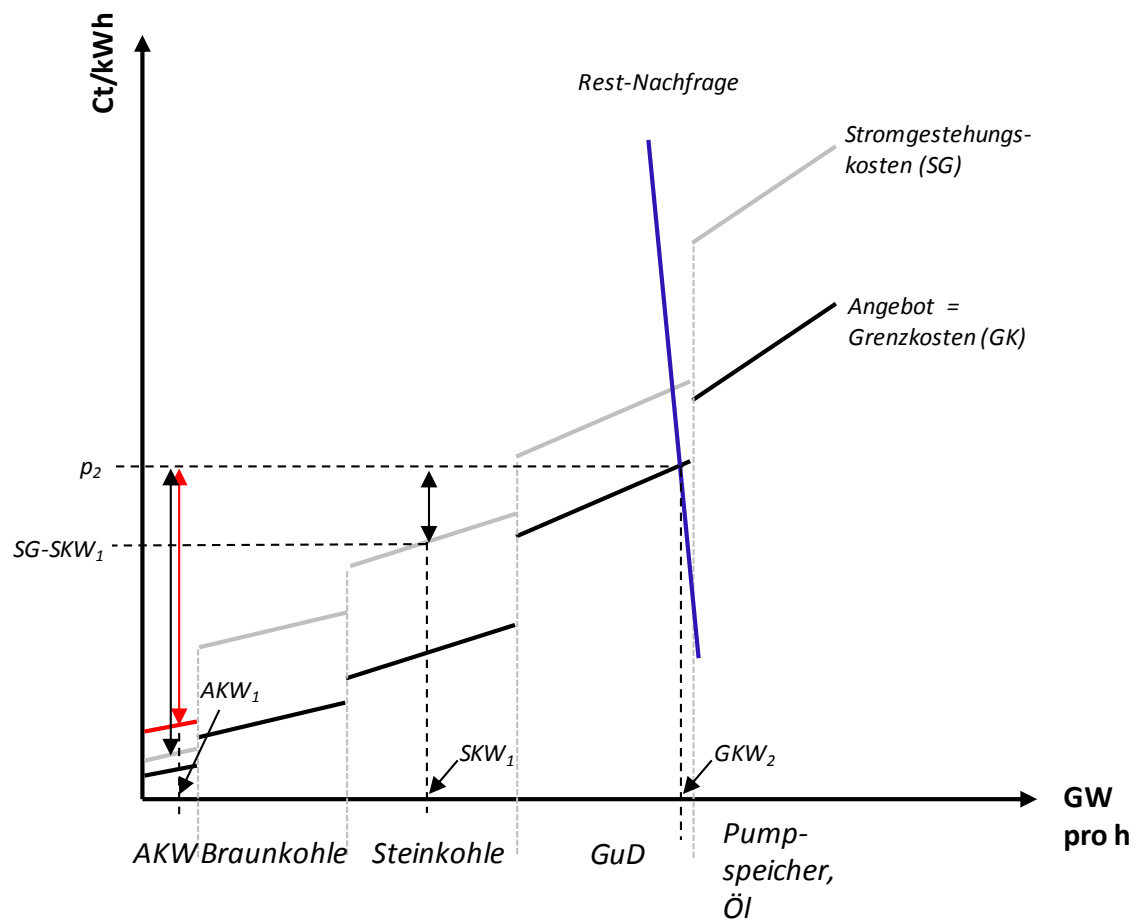
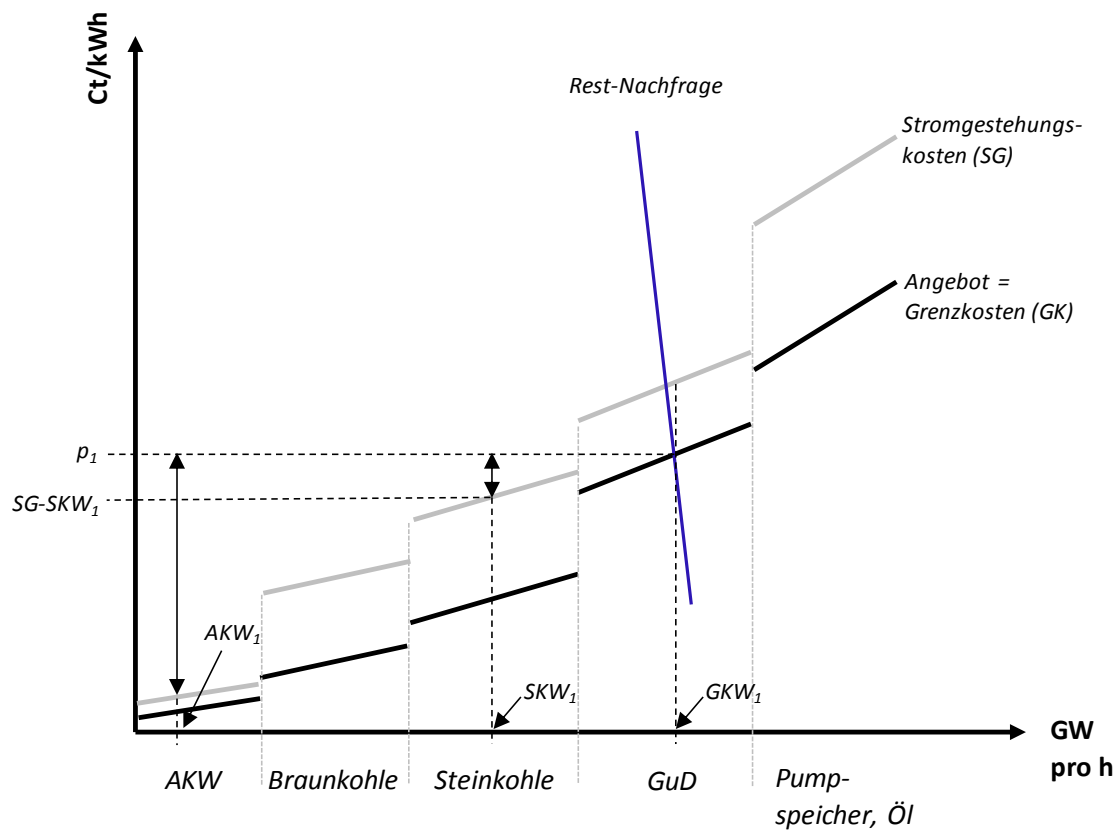
Das unmittelbare Abschalten der acht AKWs geht in der Analyse einher mit einer Kappung der Angebotskurve in ihrem Auftaktbereich (vgl. Abb. 21). Da bei der Energiewende die ältesten und damit wohl auch die am wenigsten wirtschaftlichen AKWs herausgefallen sind, werden in der Angebotskurve solche Kapazitäten abgeschnitten, die im AKW-Sektor zuvor am Ende der Einsatzreihenfolge lagen. Der restliche Linienzug der Angebotskurve verschiebt sich dann nach links, um an den verbliebenen AKW-Ast anzuschließen. Durch die Kurvenverschiebung nach links, mithin also die Angebotsverknappung, resultiert bei gegebener Restnachfrage erwartungsgemäß ein höherer Preis ($p_2 > p_1$). Er wird bei gegebener Nachfrage dadurch bestimmt, dass nun ein weniger wirtschaftliches GuD-Kraftwerk zum Grenzkraftwerk wird (statt GKW_1 nun GKW_2) und mit seinen höheren Grenzkosten den Strompreis determiniert. In der Wirkung gilt für die Stromproduzenten bei unveränderter Nachfrage und unter der Ceteris-Paribus-Annahme:

- ➔ Es kommen nun auch GuD-Kraftwerke zum Einsatz, die zuvor mit ihren Grenzkosten beim Strompreis p_1 nicht mithalten konnten.

- ➔ Alle Kraftwerke, die zuvor schon im Markt waren und nicht abgeschaltet wurden, kommen in den Genuss einer höheren Gewinnmarge. Bei Steinkohlekraftwerk SKW_1 beispielsweise erhöht sie sich von $(p_1 - SG-SKW_1)$ auf $(p_2 - SG-SKW_1)$. Allgemein legt die Marge pro Kilowattstunde um den Preisanstieg $(p_2 - p_1)$ zu.
- ➔ Beim reinen Geschäft mit AKWs überlagern sich hinsichtlich des Gewinns zwei Effekte. Einerseits können die abgeschalteten AKWs keine Gewinne mehr einfahren, andererseits können die verbliebenen AKWs, wie beispielsweise AKW_1 , aufgrund des Strompreisanstiegs höhere Margen (in Höhe der Länge des schwarzen Pfeils) realisieren. Längerfristig ist zudem zu bedenken, dass die Reststrommengen der abgeschalteten AKWs nicht endgültig verloren gehen, sondern wegen der Übertragbarkeit dazu führen, dass die noch im Netz befindlichen AKWs länger produzieren und dadurch länger eine Marge einfahren können, die – ceteris paribus betrachtet (und auch nur so!) – auch noch höher ausfällt, da die Kraftwerke geringere Grenzkosten als die abgeschalteten haben und der Strompreis höher ausfällt als mit den stillgelegten Anlagen.

Dieser Baustein der Energiewende begünstigt mithin alle Betreiber von Kohle- und GuD-Kraftwerken und damit in erster Linie die Big-4, vereinzelt aber auch größere Stadtwerke. Die Big-4 erhalten somit *bei diesem einzelnen Baustein* der Energiewende im fossilen Kraftwerksgeschäft indirekt *eine Kompensation* für das Abschalten ihrer AKWs aus dem Auftaktbereich der Merit-Order-Kurve. Das zukünftige Abschalten der restlichen neun AKWs wird – für sich genommen – noch weitere positive Wirtschaftlichkeitsimpulse für die fossilen Kraftwerke geben. Für die Wirtschaftlichkeit im verbliebenen *AKW-Restbetrieb* ist dieser Befund unter ceteris paribus Bedingungen (aber auch nur dann) bis zur Stilllegung dieser Anlagen auch eher positiv.

Abb. 21: Strommarkteffekt: AKW-Abschaltung und Kernbrennstoffsteuererhebung



Quelle: eigene Darstellung.

5.1.3.2.2 Auswirkungen des Abschaltens von Kohlekraftwerken im Zuge des Klimapakets 2020

Sollten die Vorstellungen des Bundeswirtschaftsministers von Ende 2014 Wirklichkeit werden, müssten die Kraftwerksbetreiber bis 2020 etwa sechs weitere größere Kohlekraftwerke abschalten. Die Wirkungen auf die Merit-Order sind vergleichbar zu den zuvor beschriebenen. Im Segment der Kohlekraftwerke werden Kapazitäten aus der Angebotskurve herausgeschnitten. Infolgedessen steigt der Strompreis und für alle noch im Markt befindlichen Kraftwerke die Gewinnmarge.

Bei den vom Abschalten betroffenen Kraftwerksbetreibern überlagern sich zwei Wirkungen. Zum einen sind sie mit Blick auf die abzuschaltenden Anlagen unmittelbar von Ergebniseinbußen betroffen, und zwar in dem Maße, in dem die abgeschalteten Kraftwerke zuvor überhaupt die Grenzkosten noch abgedeckt haben und daher zur Produktion eingesetzt wurden. Zum anderen profitieren sie aber – ceteris paribus – von höheren Margen im Betrieb ihrer sonstigen inframarginalen Kraftwerke.

5.1.3.2.3 Auswirkungen der Einführung einer Kernbrennstoffsteuer

Durch die zusätzliche, aber zunächst bis zum Jahr 2016 befristete Erhebung einer Kernbrennstoffsteuer für die verbliebenen AKWs verschieben sich in diesem AKW-Segment der Angebotskurve die spezifischen Stromgestehungskostenkurve nach oben (vgl. roter Kurvenast bei den AKWs in Abb. 21). Da die Steuer nach § 4, Abs. 1 KernbrStG dann entsteht, wenn Brennelemente erstmals eingesetzt werden, hat sie primär Fixkostencharakter.²¹² In der Wirkung dieser Energiewendekomponente gilt ceteris paribus:

- ➔ Die Gewinnmargen der (Rest-)AKWs verringern sich (der Deckungsbeitrag reduziert sich von der Länge des schwarzen auf die des roten Pfeils).
- ➔ Da die erhöhten Kosten der AKWs auf den sich am Markt bildenden Strompreis keinen Einfluss haben, weil dieser durch die Kostensituation im in der Merit-Order-Kurve weiter hinten liegenden Grenzkraftwerk bestimmt wird, steigt der Strompreis

²¹² Genaugenommen ist der Charakter nicht ganz eindeutig. Zwar fällt die Steuer im Vorfeld nur einmalig an. Solange ein Brennstab genutzt werden kann, verändern sich die durch die Steuer verursachten Kosten nicht, und zwar egal wie viel Stromproduziert wird. Insofern haben sie Fixkostencharakter. Andererseits gilt, je mehr Stromproduziert wird, umso eher müssen die Brennstäbe ersetzt werden. Ab einer bestimmten Strommenge variieren diese Kosten dann doch. Obendrein wird üblicherweise immer nur ein Teil der Brennstäbe ersetzt. Es handelt sich hierbei letztlich um „sprungfixe Kosten“.

nicht. Die Betreiber fossiler Kraftwerke erfahren keine Änderungen ihrer Gewinnsituation.

Wegen des Fixkostencharakters verteilt sich die Steuerbelastung in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung über die Laufzeit. Die Steuer unterliegt dabei einer mit der Einsatzdauer zunehmenden Fixkostendegression. Beim E.ON Kernkraftwerk Grafenrheinfeld wäre ein solcher Austausch aber sieben Monate vor dem gesetzlichen Laufzeitende fällig, so dass sich die Fixkosten auf nur wenige Monate verteilen würden, wodurch die gesamten Gestehungskosten pro Kilowattstunde zu hoch ausfielen. Aus diesem Grund hat E.ON für diesen Meiler die frühzeitige Einstellung des Leistungsbetriebs für Mai 2015 aus wirtschaftlichen Gründen angekündigt.

5.1.3.2.4 Auswirkungen des forcierten EE-Ausbaus, einer gesteigerten Energieeffizienz und einer zunehmenden Eigenstromversorgung

Mit Blick auf den dritten marktrelevanten Baustein der beschleunigten Energiewende, den *forcierten Ausbau der EE*, sind in der Ceteris-paribus-Analyse folgende Aspekte zu berücksichtigen:

- ➔ Durch die dynamische Ausweitung der EE-Kapazitäten nimmt auch die mit Vorrang behandelte Stromeinspeisung zu. Am Markt für konventionellen Strom verringert sich dadurch trendmäßig die noch zu bedienende Restnachfrage.
- ➔ Durch den Zuwachs an primär dargebotsabhängigen EE-Kapazitäten (Windenergie- und PV-Anlagen; vgl. Abb. 8, S. 31) nimmt auch die Einspeisevolatilität an EE-Strom zu. Infolgedessen weiten sich auch die Schwankungen in der Restnachfrage aus.
- ➔ Die verstärkte EE-Einspeisung verringert im konventionellen Erzeugungsbereich die Nachfrage nach CO₂-Zertifikaten. Die ungenutzten Zertifikate gehen dann über den Emissionshandel auf Unternehmen aus anderen Wirtschaftssektoren über, deren Zahlungsbereitschaft aber geringer ist. Mithin sinken die Zertifikatepreise. Allerdings dürfte sich dieser in Deutschland ausgelöste Effekt wegen der Einbindung des Zertifikatehandels in das europäische Emissionshandelssystem im Gesamtmarkt stark relativieren.
- ➔ Eine ähnliche Überlegung gilt für die Brennstoffpreise, allerdings weitaus differenzierter. Die zunehmende EE-Einspeisung verdrängt zuerst GuD-Kraftwerke aus der

Merit-Order und hat damit die stärksten Nachfragewirkungen bei Erdgas. Weniger stark dürfte sie bei der Steinkohle ausfallen. Aber auch hier gilt wegen der Einbindung der Brennstoffmärkte in den Welthandel, dass der Preiseffekt durch die auf Deutschland begrenzte Energiewende zu einem großen Teil verwässert wird.

Die Auswirkungen einer erhöhten durchschnittlichen EE-Einspeisung bzw. einer verringerten durchschnittlichen Restnachfrage können in Abb. 22 nachvollzogen werden. Der Nachfragerückgang nach konventionell erzeugtem Strom reduziert erwartungsgemäß den Strompreis im Großhandel. Im Einzelnen ergeben sich aus diesem Aspekt und unter Ceteris-Paribus-Annahmen folgende Effekte für die Betreiber konventioneller Kraftwerke:

- ➔ Der Grenzanbieter, der die durchschnittliche restliche Nachfrage bedient, weist niedrigere Grenzkosten auf, an denen sich der dadurch fallende Marktpreis orientiert.
- ➔ Für alle noch im Markt befindlichen Betreiber von konventionellen Kraftwerken fallen die Margen. Kraftwerke, die vorher noch gewinnbringend eingesetzt wurden, wie etwa das Steinkohlekraftwerk SKW_1 (mit $p_1 > SG-SKW_1$), können durch den Strompreisverfall sogar in die Verlustzone (mit $p_2 < SG-SKW_1$) abrutschen.

In ähnlicher Weise wirken verstärkte Bemühungen zur *Steigerung der Energieeffizienz* und der erhöhten *Eigenstromversorgung*. Beide Trends reduzieren die Restnachfrage, die aus dem konventionellen Kraftwerksbetrieb der EVUs noch zu befriedigen ist.

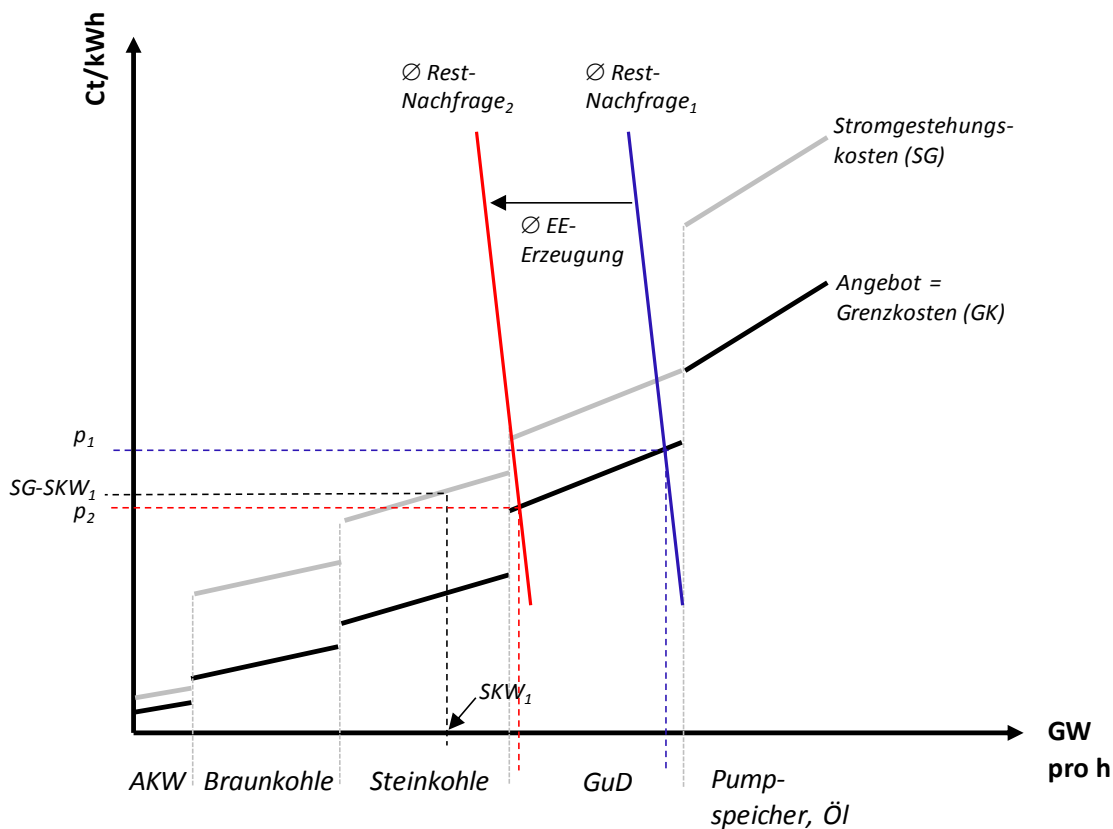
Dabei hat das sogenannte *Eigenstromprivileg*, wonach Strom lange Zeit dann vollständig von der EEG-Umlage befreit war, wenn er in eigenen oder gepachteten Kraftwerken selbst erzeugt wurde, die Versorgung mit selbst erzeugtem Strom verstärkt (vgl. Kap. 2.1). Nach der EEG-Reform von 2012 bezog sich diese Freistellung zwar nur noch auf Strom, der nicht über das öffentliche Netz eingespeist wird. Die Kraftwerke mussten seitdem also in räumlicher Nähe zum Verwendungsort stehen. Bei Kraftwerken, die vor dem 1. September 2011 zur Eigenstromerzeugung genutzt wurden, gab es aber einen Bestandsschutz, so dass es im Vorfeld der Neuregelung geradezu zu einem Run der Industrie auf eigene Kraftwerkskapazitäten gekommen ist.²¹³ Mit der EEG-Reform 2014 wird nun die Eigenstromerzeugung mit Hilfe von fossilen Neuanlagen vollständig in die EEG-Umlage einbezogen. Lediglich für Altanlagen, die bis

²¹³ Vgl. Küchler, S./Horst, J., Strom- und Energiekosten der Industrie: Pauschale Vergünstigungen auf dem Prüfstand, Hrsg. Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft und Institut für ZukunftsEnergieSysteme, 2012, S. 4. Der Wegfall dieses Eigenstromprivilegs würde demnach die EEG-Umlage um 0,3 Ct/kWh verringern.

Anfang August 2014 in Betrieb genommen wurden, gilt die EEG-Befreiung weiter. Möglicherweise wird aber auch dieser Bestandsschutz auf Drängen der EU-Kommission in 2017 fallen.

Einen Einfluss auf die hier analysierte Marktsituation werden diese Veränderungen aber nur insofern haben, als der Anreiz zur Installation *neuer Eigenstromanlagen* abnimmt. Bezogen auf den Status quo im Großhandel dürfte sich kaum etwas ändern. Selbst wenn der Bestandsschutz kippt, werden die vorhandenen Kraftwerke der Eigenstromversorgung zwar eine geringe Rendite abwerfen. Sofern sie durch die neue Belastungskomponente nicht in eine Unterdeckung der variablen Kosten hineinlaufen, werden sie aber weiterhin einen Teil der Stromnachfrage außerhalb des hier analysierten Marktes im Vorfeld abdecken.

Abb. 22: Strommarkteffekt: Verstärkte EE-Stromeinspeisung, Energieeffizienz und Eigenstromversorgung



Quelle: eigene Darstellung.

Mit dem forcierten Ausbau der EE-Kapazitäten nehmen auf dem Markt der traditionellen Energieträger auch die *Fluktuation* der Einspeisung und damit die *Varianz* der zu befriedigenden Residualnachfrage zu. Das hat vorrangig damit zu tun, dass die EE bei den Kapazitäten zu über 80 v.H. aus den dargebotsabhängigen PV-Anlagen und Windanlagen bestehen (vgl. Abb. 8). In der analytischen Aufbereitung nimmt durch die gesteigerte Kapazität an EE-Anlagen die Spanne zwischen der minimalen und der maximalen Restnachfrage zu (vgl. Abb. 23). Ohne die erhöhte Volatilität schwankt die Position des Grenzkraftwerkes in der Abbildung zwischen GK_1 und GK_2 . Durch die zunehmende Einspeisefluktuations erweitert sich das Spektrum der Grenzkraftwerke auf den Bereich zwischen GKW_3 und GKW_4 . Dabei resultieren ceteris paribus folgende Wirkungen:

- ➔ Die durch den im Tages- und Jahresablauf schwankenden Strombedarf schon verursachte Volatilität am Markt nimmt durch die verstärkte Schwankung der EE-Einspeisung zu. Infolgedessen erhöht sich auch die Variation im Strompreis an der Börse. Zuvor bewegten sich die Preise recht stabil um p_1 . Mit der Zunahme der Einspeisefluktuations bewegen sie sich zwischen der unteren Grenze p_u und dem oberen Limit p_o . Dadurch erhöht sich per se für Kraftwerksbetreiber die Kalkulationsunsicherheit über das ohnehin schon vorhandene Maß hinaus.
- ➔ Durch die zunehmende Volatilität nimmt die Zahl der im Zweifelsfall noch benötigten Kraftwerke zu. Ohne Volatilitätsanstieg werden die Kraftwerke jenseits von GKW_2 mit großer Sicherheit nicht mehr benötigt. Durch die erhöhte Unsicherheit der EE-Einspeisung kann es im Fall unzureichender Sonneneinstrahlung und bei gleichzeitiger Windflaute in Extremfällen dazu kommen, dass auch GKW_4 und die vor ihm liegenden Kraftwerke noch benötigt werden. Allerdings reduzieren sich die Einsatzwahrscheinlichkeiten der Kraftwerke rechts von GKW_3 erheblich. Ohne die Volatilitätssteigerung würden GKW_1 und alle links davon liegenden Kraftwerke mit 100-prozentiger Wahrscheinlichkeit zur Bedienung der Restnachfrage gebraucht. Mit der verstärkten Einspeiseschwankung werden mit Sicherheit nur noch GKW_3 und alle in der Einsatzreihenfolge davor liegenden Kraftwerke benötigt. Die Kraftwerke zwischen GKW_3 und GKW_2 werden fluktuationsbedingt deutlich seltener benötigt. Anlagen jenseits von GKW_3 werden nun zwar auch benötigt, aber eben nur in seltenen Fällen. Da die Kraftwerke im Schwankungsbereich aber immer seltener benötigt werden, verteilen sich ihre Fixkosten auf eine geringere Stromerzeugungsmenge. Wegen der geringeren Fixkostendegression erhöhen sich pro Kilowattstunde die spezifischen Stromge-

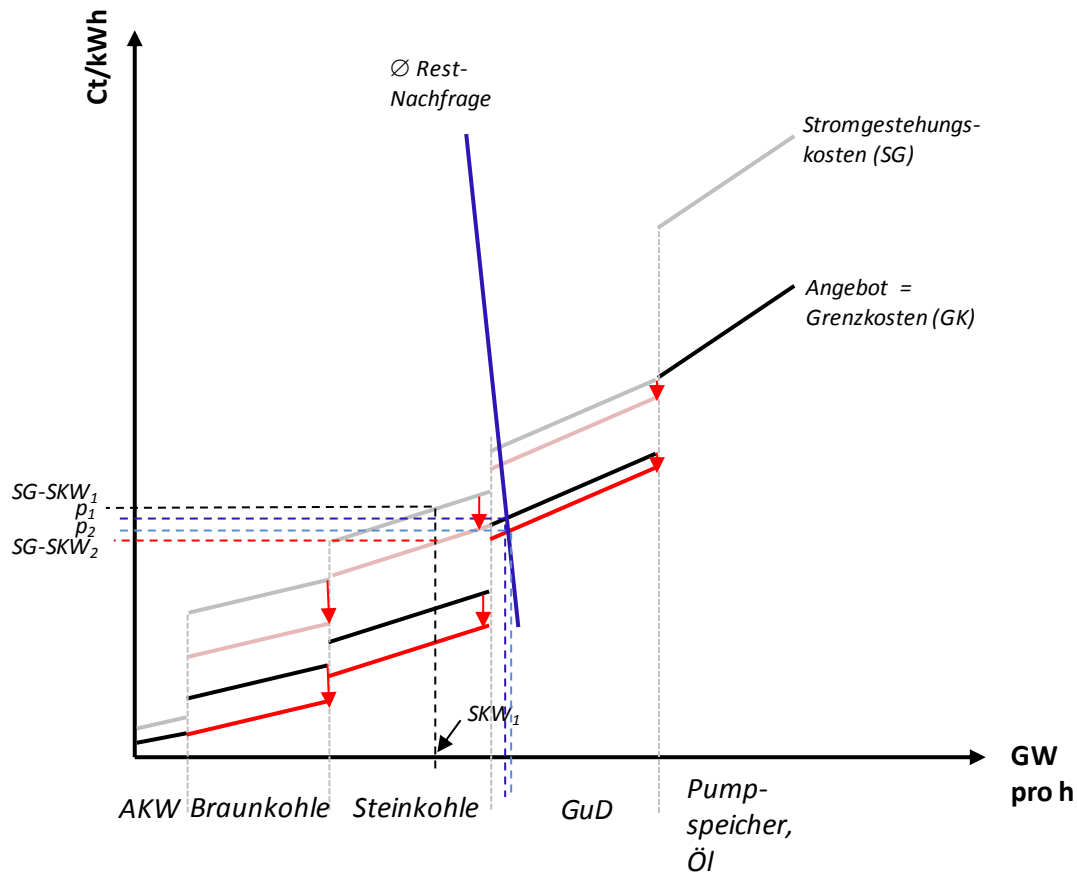
Abb. 23: Strommarkteffekt: Verstärkte Einspeisevolatilität der EE



- 170 -

in denen der GuD-Kraftwerke aus. Die in den einzelnen Technologieabschnitten gültigen Kostenkurven verschieben sich in der Abbildung somit unterschiedlich stark nach unten.

Abb. 24: Strompreiswirkung niedrigerer Zertifikatepreise



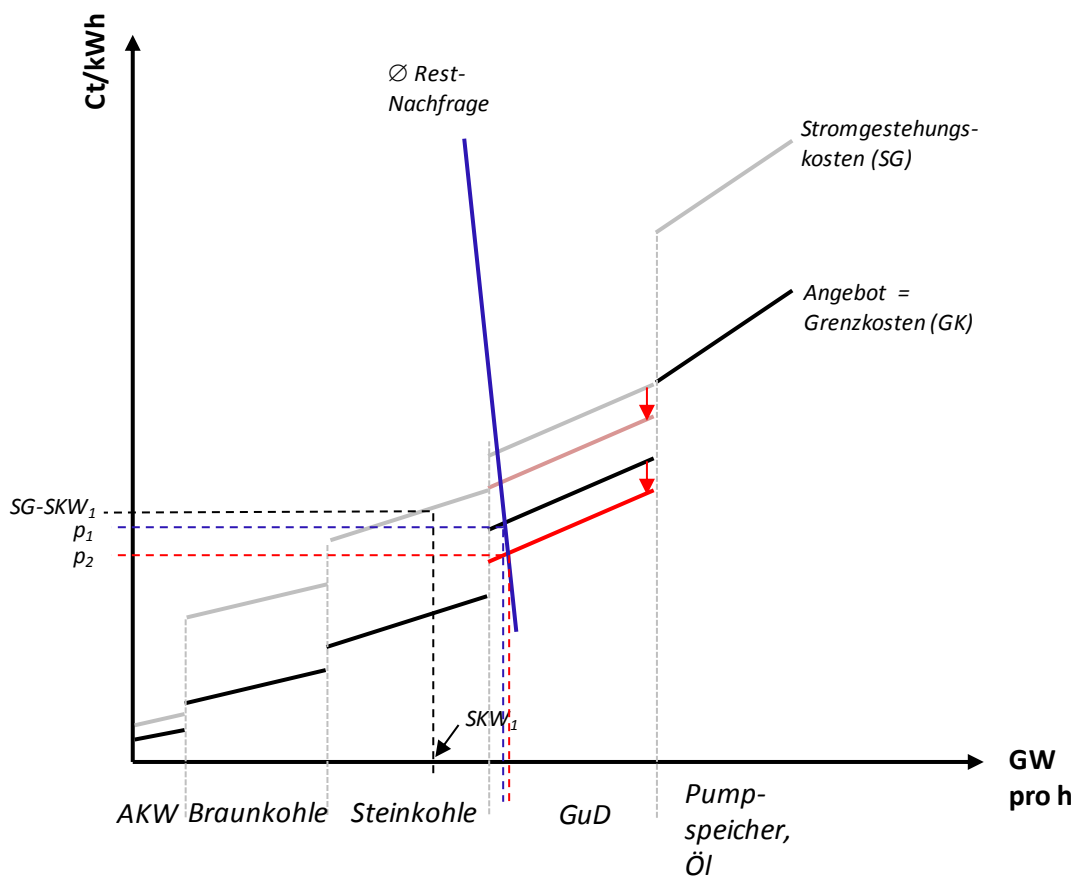
Quelle: eigene Darstellung.

Sofern das marktversorgende Grenzkraftwerk ein GuD-Kraftwerk ist, ergibt sich keine nennenswerte Änderung in der Wirtschaftlichkeitsrechnung der gasbetriebenen Anlagen, weil der kostensenkende Effekt beim Grenzkraftwerk mehr oder weniger komplett in einer Preisreduktion weitergereicht wird. Steinkohlekraftwerks- und noch viel mehr Braunkohlekraftwerksbetreiber hingegen profitierten mit einer gesteigerten Rentabilität. AKW-Betreiber hingegen erfahren keine kostenseitige Entlastung, werden aber durch sinkende Strompreise in ihrem Gewinn beeinträchtigt.

Wenn, wie im abgebildeten Beispiel (vgl. Abb. 25) die Gaspreise wegen der Energiewende fallen, verschiebt sich die Grenzkosten- und die spezifische Stromgestehungskostenkurve der GuD-Kraftwerke um den Betrag nach unten, um den die Kosten pro Kilowattstunde fallen.

Die Wirtschaftlichkeitsrechnung der GuD-Kraftwerke verbessert sich im Marktgleichgewicht dadurch wegen der fast vertikalen Nachfragekurve so gut wie nicht. Denn die Strompreise fallen in etwa dem gleichen Umfang, wie die spezifischen Gestehungskosten. Dennoch hat dies Auswirkungen in Form einer verschlechterten Rentabilität für die in der Merit-Order vorgelagerten Kohle- und der Kernkraftwerke.

Abb. 25: Strompreiswirkung niedrigerer Gaspreise



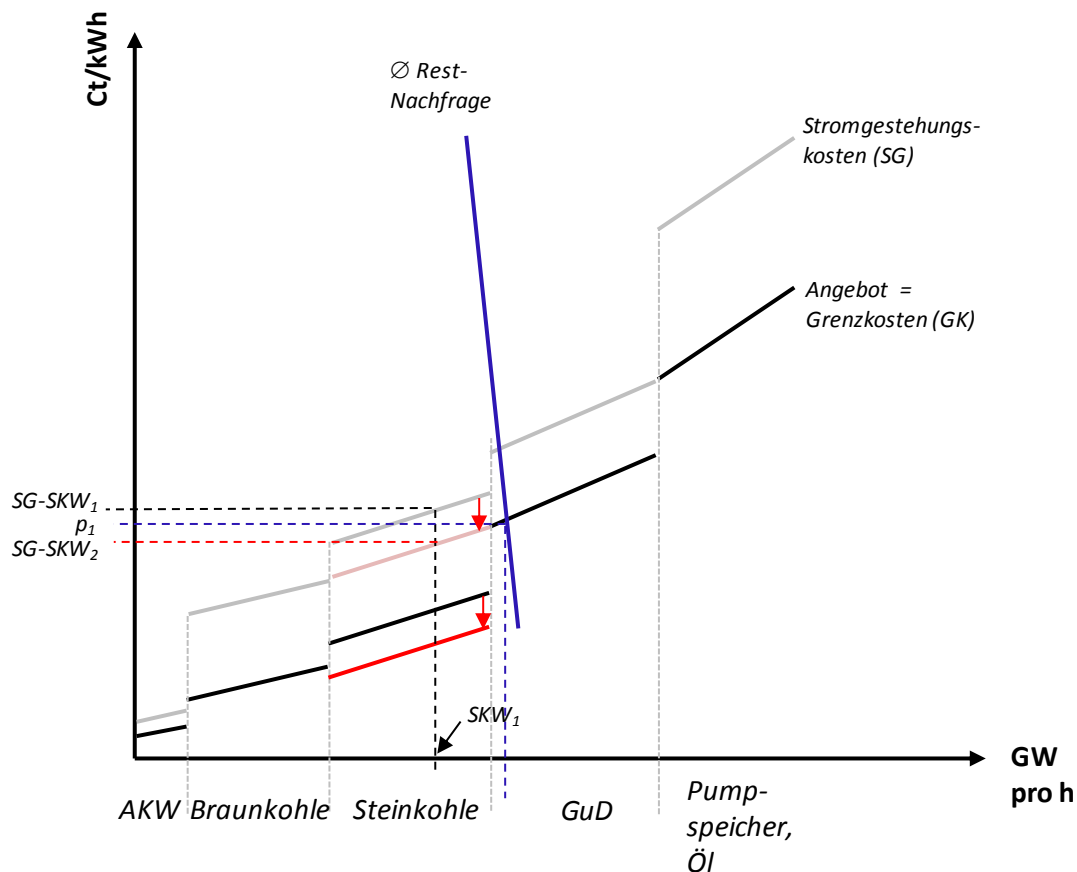
Quelle: eigene Darstellung.

Wäre die EE-Einspeisung hingegen höher, so dass sich die Restnachfrage sich noch weiter nach links verlagerte, wodurch ein Kohlekraftwerk zum Grenzkraftwerk werden würde, hätte eine Gaspreisänderung keine Auswirkungen auf die Situation der dann noch im Markt befindlichen Stromerzeugungsanlagen.

Solange ein GuD-Kraftwerk in der Merit-Order das Grenzkraftwerk stellt, wirken sich fallende Kohlepreise infolge der Energiewende nicht auf den Marktpreis aus (vgl. Abb. 26). Für GuD-Kraftwerke ergäbe sich damit keine Veränderung in der Rentabilität, wohl aber für Koh-

lekraftwerke. Sie profitierten von einer zunehmenden Spanne zwischen dem von der Situation im Grenzkraftwerk gesetzten Strompreis und den bei ihnen verringerten Gestehungskosten.

Abb. 26: Strompreiswirkung niedrigerer Kohlepreise



Quelle: eigene Darstellung.

Ist hingegen ein Kohlekraftwerk das Grenzkraftwerk, würde sich der Strompreis in etwa in Höhe der Senkung der variablen Durchschnittskosten im Grenzkraftwerk reduzieren. Die Margen blieben bei den im Markt befindlichen Kohlekraftwerken unverändert. Lediglich AKW-Betreiber müssten sinkende Margen hinnehmen, da sie bei sinkendem Strompreis erneut keine kostenseitige Entlastung erfahren.

5.1.3.3 Zusammenfassung zu den Merit-Order-Effekten der Energiewende

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass sich durch die Energiewende zahlreiche für das Ergebnis am Stromgroßhandelsmarkt relevante Preis- und Gewinndeterminanten ändern. Für

die Kraftwerksbetreiber resultieren daraus, je nach Lage ihrer Kraftwerke in der Merit-Order, sehr unterschiedliche Wirkungen für die Rentabilitäten.

Unter Ceteris-Paribus-Betrachtung gilt:

- Betreiber aller thermischen Kraftwerke leiden unter der nachlassenden Restnachfrage durch den EE-Ausbau, die erhöhte Energieeffizienz und die gewachsene Eigenstromversorgung. Das angestammte Marktsegment trocknet *mengenmäßig* allmählich aus, wobei sich als ganz normales Ergebnis des verstärkten Angebotes an Ökostrom auch noch eine *Preissenkung* einstellt. Diese Verdrängung ist übrigens nicht das Resultat der gesetzlich garantierten Vorrang einspeisung von EE-Strom. Denn zumindest die dargebotsabhängigen Anlagen, die ja den Hauptbestandteil der EE stellen, würden wegen fehlender Emissionen und Brennstoffkosten Grenzkosten in der Nähe von 0 Ct/kWh aufweisen.²¹⁴ Sie stünden damit, müssten sie sich am Markt in der Merit-Order-Kurve einreihen, eh ganz vorne und würden auch so den Markt vorab versorgen. Die mit der EE-Reform von 2014 verstärkte Marktintegration (vgl. Kap. 2.1) liefert insofern keine Änderung der grundsätzlichen Problematik für die Betreiber konventioneller thermischer Kraftwerke: Analytisch verschiebt sich durch die verstärkte Marktintegration die vom Markt zu bedienende Restnachfragekurve zwar nach rechts. Parallel dazu verschiebt sich auch die Merit-Order-Kurve im selben Umfang nach rechts, weil in ihrem Auftaktbereich von links nun die Kapazitäten in den Markt hineinrutschen, die noch niedrigere Grenzkosten als die AKWs haben. Das läuft auf dasselbe hinaus, als würden, wie bisher die EE vorab einen Teil der Gesamtnachfrage befriedigen. Der zentrale Unterschied der verstärkten Marktintegration besteht lediglich darin, Anreize zu geben, die Angebots- bzw. Preisfluktuation, sofern möglich, durch ein bedarfsorientiertes Einspeisetiming zu reduzieren.

In jedem Fall ist der Verdrängungsprozess der thermischen Kraftwerke weniger der Abnahmegarantie bei den EE geschuldet als der Tatsache, dass die Vergütungsgarantie ausreichend hoch ist, um auch noch die über den Marktpreis derzeit noch nicht zu deckenden spezifischen Fixkosten aufzufangen.²¹⁵ Ohne diese Förderung würde es in

²¹⁴ Nach einer Fraunhofer-Studie von November 2013 lassen sich die Grenzkosten für Strom aus modernen Onshore-Windenergieanlagen mit etwa 1,8 Ct/kWh beziffern. Vgl. Fraunhofer ISE, Stromgestehungskosten Erneuerbarer Energien, Version November 2013, Freiburg 2013, S. 11.

²¹⁵ Unter idealen Voraussetzungen können inzwischen Onshore-Windenergieanlagen auch bei den gesamten Gestehungskosten in der Wettbewerbsfähigkeit mit konventionellen Anlagen mithalten. Vgl. Fraunhofer ISE, Stromgestehungskosten Erneuerbarer Energien, Version November 2013, Freiburg 2013. Dynamisch betrachtet

Antizipation der verbleibenden Unterdeckung also nicht den Erfolg im EE-Ausbau geben. Sobald die EE aber erst einmal installiert sind, verdrängen sie auch in einem Marktwettbewerb auf Basis der Grenzkosten die thermischen Kraftwerke.

- Der EE-Ausbau führt wegen der Dominanz der dargebotsabhängigen Wind- und PV-Anlagen zu einer verstärkten Einspeisefluktuations, die für die Betreiber, deren Kraftwerke in der Merit-Order in der Nähe der durchschnittlichen Restnachfrage liegen, zu immer selteneren Einsatzzeiten führen. Zwar werden am Rande der Einsatzreihenfolge vereinzelt immer wieder auch Kraftwerke benötigt, die bei geringerer Fluktuation gar nicht mehr zum Zuge kämen. Aber insgesamt führt die Einspeisevolatilität in diesem Versorgungsbereich zu Auslastungsproblemen bei den Kraftwerken. Dadurch wird die Wirtschaftlichkeit insbesondere der relativ kapitalintensiven Kraftwerke angegriffen, da die Kapitalkosten den Hauptbestandteil der kaum noch zu deckenden Fixkosten ausmachen. Betroffen sind dabei vorrangig GuD-Kraftwerke, zunehmend auch Steinkohlekraftwerke, und zwar insbesondere dann, wenn sie noch nicht abgeschrieben sind und entsprechend hohe Kapitalkosten aufweisen. Aber auch bei älteren Steinkohlekraftwerken mit niedrigen Wirkungsgraden und hohem Wartungs- oder Nachrüstungsbedarf droht die Unwirtschaftlichkeit. Angesichts des trendmäßig anhaltenden EE-Ausbaus wird sich das Spektrum wirtschaftlich bedrohter Kraftwerke in der Merit-Order immer weiter nach links verlagern und so immer mehr Kraftwerke erfassen.
- AKW-Betreiber, deren Anlagen am Anfang der Einspeiseordnung stehen, leiden unter allen Einflüssen, die bei den Kraftwerken am Ende der marktrelevanten Merit-Order zu Preissenkungen führen. Das betrifft insbesondere die Entwicklung der Brennstoff- und Zertifikatspreise, die in einer Ceteris-paribus-Betrachtung durch den EE-Ausbau tendenziell fallen. Da zumeist Gaskraftwerke das Grenzkraftwerk stellen werden, dürften insbesondere fallende Gaspreise die Margen der AKWs belasten. Wirtschaftliche Einbußen ergeben sich im AKW-Betrieb zudem durch die Kernbrennstoffsteuer. Die Abschaltung von AKWs führt – sofern diese Kraftwerke denn zuvor überhaupt am Netz waren und nicht aufgrund von Störfällen abgeschaltet werden mussten – unmittelbar zu Wertschöpfungsverlusten. Mittelbar verschiebt sich dadurch aber die Merit-Order-Kurve mit strompreissteigernder Wirkung nach links, so dass sich für alle ande-

kommen Lernkurven- und Größeneffekte hinzu, wodurch sich im Zeitablauf die Bedeutung der spezifischen Fixkosten von EE weiter verringern wird.

ren im Markt benötigten thermischen Kraftwerke im Gegenzug Margenzuwächse einstellen.

- ➔ Das Geschäft der Betreiber von Kohlekraftwerken, die in der Merit-Order zwischen den AKWs und den in der Regel Preis setzenden Gaskraftwerken stehen, wird beeinträchtigt durch alle Effekte, die vorrangig die Gestehungskosten der GuD-Anlagen senken. Das sind im Wesentlichen die Gaspreise. Fallen sie durch die Energiewende oder andere Einflüsse, werden diese Impulse mehr oder weniger komplett im fallenden Strompreis weitergegeben. Dadurch reduziert sich die Marge in der Kohleverstromung. Fallen hingegen die Zertifikatspreise, profitieren die Kohlekraftwerksbetreiber (jedenfalls in Situationen mit einem GuD-Kraftwerk als Grenzkraftwerk), da die spezifische Grenzkosten bei den Gaskraftwerken und damit die Strompreissenkung niedriger ausfällt, als die spezifische Grenzkostensenkung der CO₂-intensiveren Kohlekraftwerke. Aus der Einführung einer Kernbrennstoffsteuer, welche die Verstromung aus Kernkraftwerken verteuert, ergeben sich keine Vorteile für die Kohleverstromung. Die Umsetzung des jüngsten Klimapakets mit einem über den Selektionsmechanismus des Marktes hinausgehenden Abschalten von Kohlekraftwerken wird die davon betroffenen Betreiber im Ergebnis belasten. Zugleich wird dies aber – ceteris paribus – den Strompreis und die Margen bei den restlichen den Markt beliefernden Kraftwerken erhöhen.
- ➔ Für GuD-Kraftwerksbetreiber resultieren keine Vorteile aus der Erhöhung der Grenzkosten bei anderen Kraftwerkstypen. Dies gilt zumindest solange, wie diese Kosteneffekte nicht zu einer Neuordnung der Merit-Order-Kurve führen, bei der in der Einspeisefolge die GuD- vor Kohlekraftwerken liegen, so dass Kohlekraftwerke zu den Grenzanbietern werden. Die Eigentümer von Gaskraftwerken haben auch keine Vorteile aus niedrigeren Gaspreisen, da sie diese über den Wettbewerb an die Nachfrager weiterzugeben haben. Dafür stellen aber auch steigende Gaspreise kein Problem dar, weil sie angesichts der geringen Nachfrageelastizität ebenfalls weitergereicht werden können. Niedrige Gaspreise begünstigen so nur die anderen Anbieter, die in der Merit-Order vor dem Grenzkraftwerk eingereiht sind.

5.1.3.4 *Strompreisentwicklung und ihre Determinanten*

Die Analyse hat gezeigt, dass sich die durch die Energiewende angestoßenen Veränderungen in sich überlagernder und zum Teil gegenläufiger Form im Strompreis niederschlagen. Hinzu kommen noch Einflüsse, die unabhängig von der Energiewende erfolgen. Hierzu zählen:

- ➔ konjunkturelle Schwankungen, deren Wirkungen analytisch identisch sind mit den sich verschiebenden Restnachfragekurven (vgl. Abb. 22),
- ➔ nicht-energiewendebasierte Brennstoffpreiseinflüsse (insbesondere der strukturelle Nachfragezuwachs durch den „Energiehunger“ der Schwellenländer und Weltmarktpreiseinflüsse durch die „Schiefergasrevolution“) und
- ➔ nicht-energiewendebasierte Einflüsse auf die Zertifikatepreise (insbesondere die Zuteilungsregeln in den unterschiedlichen Handelsperioden, die Übertragbarkeit von Zertifikaten über Ländergrenzen und Handelsperioden hinweg und das vorübergehende Herausnehmen von Zertifikaten aus dem Markt, das sogenannte Back-Loading).

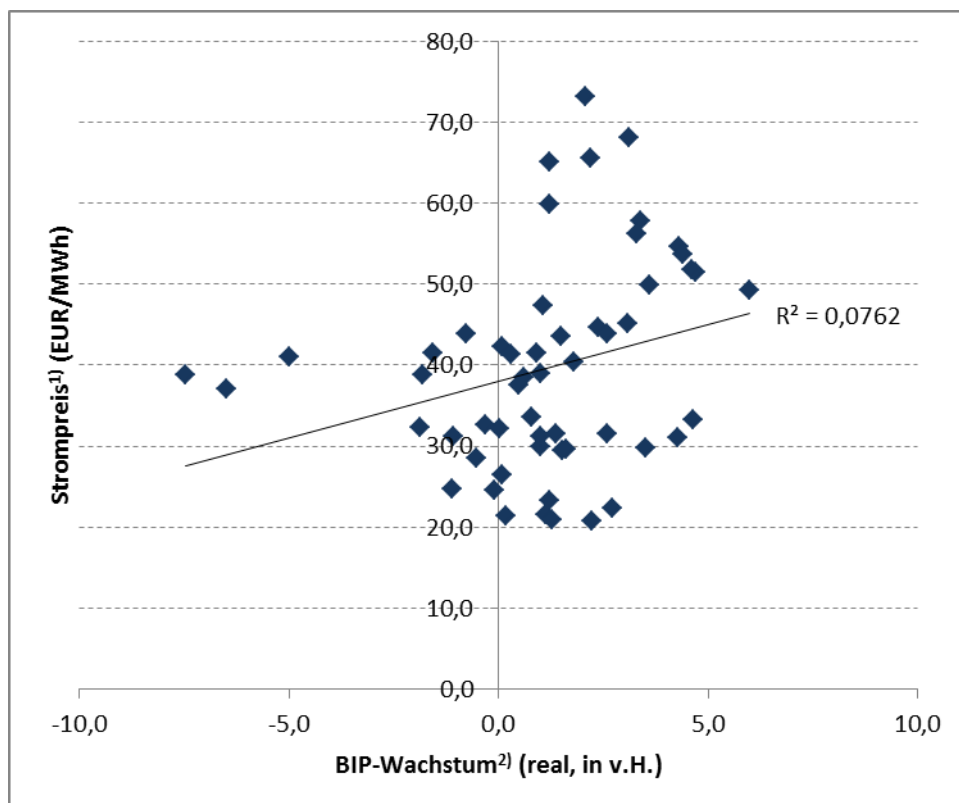
All diese Einflüsse versammeln sich dann schließlich in der Börsenpreisentwicklung (vgl. Abb. 19, S. 142).²¹⁶ Seit 2000 hat sich an den Spotmärkten der Großhandelspreis für die Baseload zunächst von 17 EUR/MWh bis Anfang 2006 auf 68 EUR/MWh erhöht. Nach einem zwischenzeitlichen Verfall der Kurse auf knapp 30 EUR/MWh erreichte der Spotmarktpreis im dritten Quartal 2008 mit 73 EUR/MWh seinen bisherigen Höchstkurs. Seitdem befindet sich der Kurs unter Schwankungen auf dem Rückzug. Mit etwa 32 EUR/MWh notiert er im letzten Quartal 2014 in der Nähe des seit 2008 tiefsten Wertes. Interessanterweise fiel das Abschalten der acht AKWs ab dem ersten Quartal 2011 nur mit einem sehr kurzfristigen Preisanstieg sowohl am Spot- als auch am Terminmarkt zusammen. Bereits ab dem zweiten Quartal 2011 befinden sich die Strompreise auf einem kontinuierlichen Abwärtspfad. Vom zweiten Quartal 2011 bis zum letzten Quartal 2014 haben der Spotkurs um 40 v.H. und der Terminkurs um 44 v.H. nachgegeben.

Hinsichtlich des konjunkturellen Einflusses auf die Spotmarktentwicklung ist im Streudiagramm bei einer um zwei Perioden verzögerten Preisreaktion auf die Konjunktur die größte

²¹⁶ Für den Spot- und den Terminmarkt lassen sich diesbezüglich als repräsentative Indices der Phelix-Baseload bzw. der Phelix-Peakload heranziehen. Phelix steht für „Physical Electricity Index“. Baseload-Verträge beziehen sich auf eine konstante Stromeinspeisung während der 24 Stunden eines Tages als Grundlastlieferung. Peakload-Kontrakte beziehen sich auf die Spitzenlast, die von Montag bis Freitag zwischen 8 und 20 Uhr bereitgestellt werden soll.

Korrelation festzustellen (vgl. Abb. 27). Der Korrelationskoeffizient beläuft sich über das Datenspektrum vom 3. Quartal 2000 bis zum 3. Quartal 2014 allerdings nur auf 0,276 (mit $R^2 = 0,08$). Wird der Beobachtungszeitraum aufgeteilt, zeigt sich insbesondere in jüngster Vergangenheit ein stärkerer *Konjunktoreinfluss*. Vom ersten Quartal 2009 bis zum dritten Quartal 2014 beträgt der Korrelationskoeffizient zwischen dem realen BIP-Wachstum und dem um zwei Quartale späteren Spotpreis immerhin 0,54. Die Terminkursentwicklung, die den Bezugspreis von Strom für einen Großteil des Großhandels beschreibt, ist dagegen zwar deutlich weniger volatil (vgl. Abb. 19), wird aber ebenfalls stark vom Konjunkturverlauf geprägt. Über den gesamten Beobachtungszeitraum (1. Quartal 2004 bis 3. Quartal 2014) beläuft sich der ebenfalls um zwei Perioden verzögerte Korrelationskoeffizient auf 0,34. Angesichts des auf beiden Segmenten des Großhandels insbesondere zuletzt zu beobachtenden statistischen Zusammenhangs dürfte somit *eine*, wenngleich nicht die alleinige *Ursache für den Preisverfall* nach 2008 bzw. 2011 die durch die Finanzmarktkrise bzw. Eurokrise und Nachfrageschwäche ausgelöste *Konjunkturschwäche* gewesen sein.

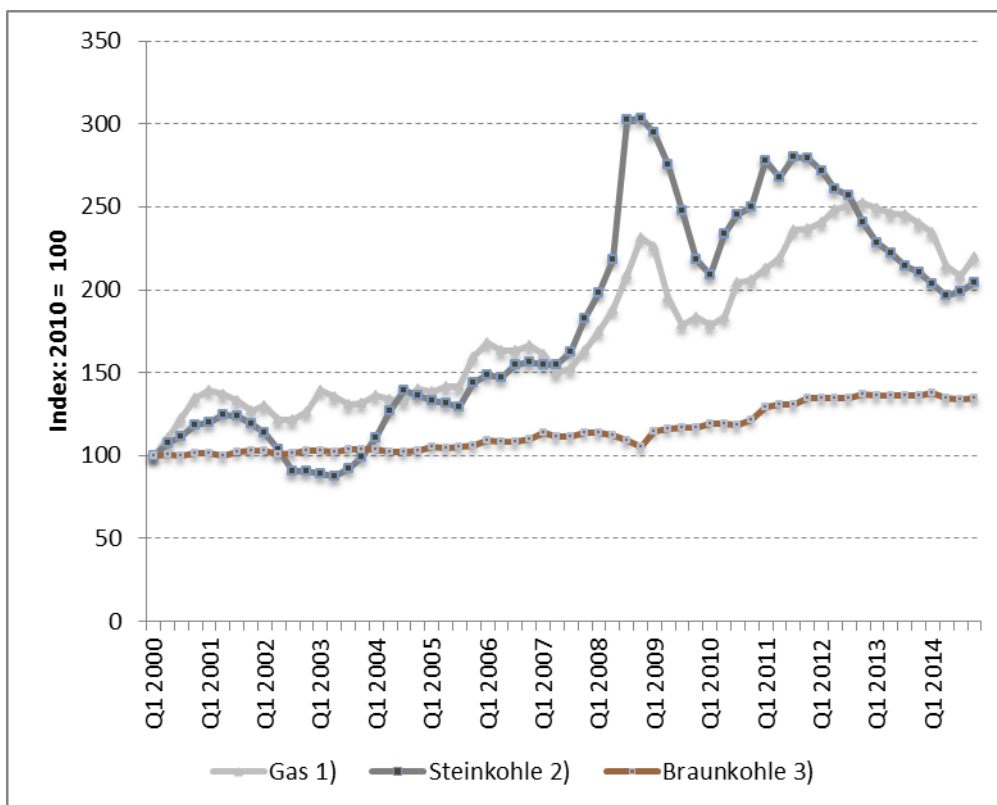
Abb. 27: Stromgroßhandelspreise und Wirtschaftswachstum



Preise wurden mit zwei Quartalen Verzögerung zu den aktuellen BIP-Daten kombiniert.
EEX-Spot aus den Angaben der EEX zum anzusetzenden KWK-Preis; Angaben zur Baseload.
Quellen: EEX, Statistisches Bundesamt und eigene Berechnungen.

Mit Blick auf Kostenentwicklung bei den *Primärenergieträgern* (Abb. 28) ist seit dem Jahr 2000 bei der Braunkohle ein leichter, aber stetiger Anstieg um in Summe etwa 35 v.H. zu verzeichnen. Allerdings fehlen hier repräsentative Marktpreise. Der mit Abstand größte Teil der Braunkohle wird in Kraftwerken eingesetzt. Angesichts von Transportschwierigkeiten werden die Kraftwerke in unmittelbarer Nähe des Braunkohletagebaus angesiedelt und der Handel findet entweder auf der Basis vertraulicher bilateraler Verträge oder konzernintern statt, weil der Tagebaubetreiber zugleich ein Tochterunternehmen des EVUs ist.

Abb. 28: Preisentwicklung Primärenergieträger



1) Erzeugerpreise bei Abgabe an Kraftwerke

2) Einfuhrpreise; 3) Erzeugerpreise; Werte für Q4/2014 ohne Dezemberwerte

Quellen: Statistisches Bundesamt und eigene Berechnungen.

Die unter starkem Weltmarkteinfluss stehenden Steinkohle- und Erdgaspreise haben sich demgegenüber wesentlich dynamischer entwickelt. Über den betrachteten Zeitraum hinweg haben sich die Preise für die im Kraftwerkseinsatz relevante Importsteinkohle im Jahresdurchschnitt um 84 v.H. erhöht, während die Erdgaspreise im Jahresmittel sogar um fast 88 v.H. zulegten. Dieser Aufwärtstrend ist primär das Ergebnis des wachsenden „Weltenergiehungers“.²¹⁷ Insbesondere bevölkerungsreiche Schwellenländer – wie China und Indien –

²¹⁷ Vgl. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Energiestudie 2013: Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen, Hannover, 2013.

setzen in ihrem wirtschaftlichen Aufholprozess stark auf Steinkohlekraftwerke. Allerdings zeichnet sich hauptsächlich bei den Steinkohle- aber auch bei den Erdgaspreisen seit Anfang bzw. Mitte 2012 wieder eine leichte Entlastung ab, die mit der weltweiten Konjunkturschwäche, aber auch angesichts von Preiskoppelungen mit fallenden Mineralölpreisen zu tun haben dürfte. Bei der Steinkohle besteht derzeit sogar ein Angebotsüberhang wegen einer weltweiten Produktionsausweitung und der Zunahme von US-Exporten aufgrund von nationalen Absatzschwierigkeiten im Zuge der „Schiefergasrevolution“.²¹⁸ Die Nachfragerückgänge nach Steinkohle und Erdgas infolge der deutschen Energiewende haben dabei zwar im Prinzip auch preissenkende Wirkung. In Anbetracht einer Preisbildung auf dem Weltmarkt dürfte sich dieser nationale Einfluss aber stark verwässern und von weltwirtschaftlichen Einflüssen überlagert und dominiert werden. Das jüngste Anziehen der Gas- und Steinkohlepreise dürfte primär Ausdruck der Verunsicherung durch die Ukraine-Krise als ein Indiz für eine nennenswerte Trendumkehr sein.

Von besonderer Relevanz sind im hier betrachteten Kontext die *Steinkohle- und die Erdgaspreisentwicklung*, da in der Regel die damit befeuerten Kraftwerke in der Merit-Order entscheidenden strompreissetzenden Einfluss haben und da sich die Marktpreise stark an den Grenzkosten im Energieträgereinsatz orientieren. Statistisch gesehen ist der Zusammenhang in der Tat stark (vgl. Abb. 29). Der Korrelationskoeffizient zwischen den Strom- und Erdgaspreisen liegt bei 0,50 (mit $R^2 = 0,25$), der in Verbindung mit den Steinkohlepreisen sogar bei 0,63 (mit $R^2 = 0,40$). Die Preisentwicklung bei diesen Energieträgern hat mithin auch empirisch belegt, einen bedeutsamen Einfluss auf die im Großhandel zu erzielenden Strompreise.²¹⁹

In einer *längerfristigen Projektion der Energieträgerentwicklung* bis zum Jahr 2030 geht der Mineralölkonzern BP davon aus, dass sich die Nachfrage nach Steinkohle in den Nicht-OECD-Ländern – und hier allen voran in China als ohnehin schon weltweit größtem Kohlenachfrager – jährlich um etwa 1,9 v.H. erhöhen wird.²²⁰ Gleichzeitig nimmt aber der Studie zufolge die Kohlenachfrage der OECD-Länder bis 2030 jährlich um etwa 0,9 v.H. ab, wäh-

²¹⁸ Vgl. ebenda, S. 11.

²¹⁹ Der Zusammenhang zwischen Strom- und Braunkohlepreisen hingegen ist auch statistisch gesehen gering. Der Korrelationskoeffizient beläuft sich auf 0,28. Als inframarginale Kraftwerke haben die Braunkohlekraftwerke eben nicht die Rolle von Grenzkraftwerken, so dass die Kostensituation hier zwar für die Rentabilität ihrer Betreiber eine Rolle spielt, nicht aber für den Strompreis. Der Wert von 0,28 dürfte dabei eher einen auf gemeinsame Einflüsse zurückzuführenden Zusammenhang zwischen den strompreiswirksamen Steinkohle- und Erdgaspreisen auf der einen Seite und den Braunkohlepreisen auf der Seite reflektieren.

²²⁰ Vgl. BP, Energy Outlook 2030, January 2013, S. 57.

rend zudem das Angebot auf den Weltmärkten um etwa 1,0 v.H. p.a. zulegt. Aus einer Untersuchung der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe geht hervor: „Die Reserven und Ressourcen an Hartkohle und Weichbraunkohle können aus geologischer Sicht den erkennbaren Bedarf für viele Jahrzehnte decken. Mit einem Anteil von rund 56 % an den Reserven und rund 89 % an den Ressourcen verfügt Kohle über das größte Potenzial von allen nicht-erneuerbaren Energierohstoffen.“²²¹ Insofern zeichnet sich *bei der Steinkohle mittelfristig zwar keine neue trendmäßige Preisbelebung ab*.

Mit Blick auf die *Erdgaspreise* könnte der Rückgang letztlich sogar zunächst noch anhalten. Nach der BP-Studie wird die weltweite Gasnachfrage bis 2030 insbesondere aufgrund der verstärkten Nachfrage aus China zwar deutlich zulegen. Aber für die OECD wird wegen des zunehmenden Frackings erwartet: “The expansion of shale gas supply in the OECD [...] is more than enough to cover the increase in OECD gas demand [...]”²²² Zudem werde die Ausweitung der konventionellen Gasförderung in Nicht-OECD-Ländern sogar eine noch stärkere Angebotsexpansion bewirken, die allein fast ausreichte, um die wachsende Gasnachfrage der Nicht-OECD-Länder zu decken.²²³ Überdies haben sich in Europa die Pipelinekapazitäten mit der Inbetriebnahme der North Stream Pipeline erhöht. Für einen nachlassenden Preisdruck beim Erdgas sprechen beispielsweise auch die Preiskonzessionen, die RWE und E.ON in ihren Verhandlungen bei langfristigen Lieferverträgen durchsetzen konnten. Darüber hinaus dürfte auch die Wiederinbetriebnahme der AKWs in Japan, die mit einem geringeren Gasbedarf in Japan einhergeht, über den Weltmarkt Entlastungen beim Gaspreise bewirken. Derzeit wenig absehbar ist hingegen, welchen Einfluss die politische Lage im Zusammenhang mit der Ukraine-Krise auf die Erdgaspreise noch haben wird.

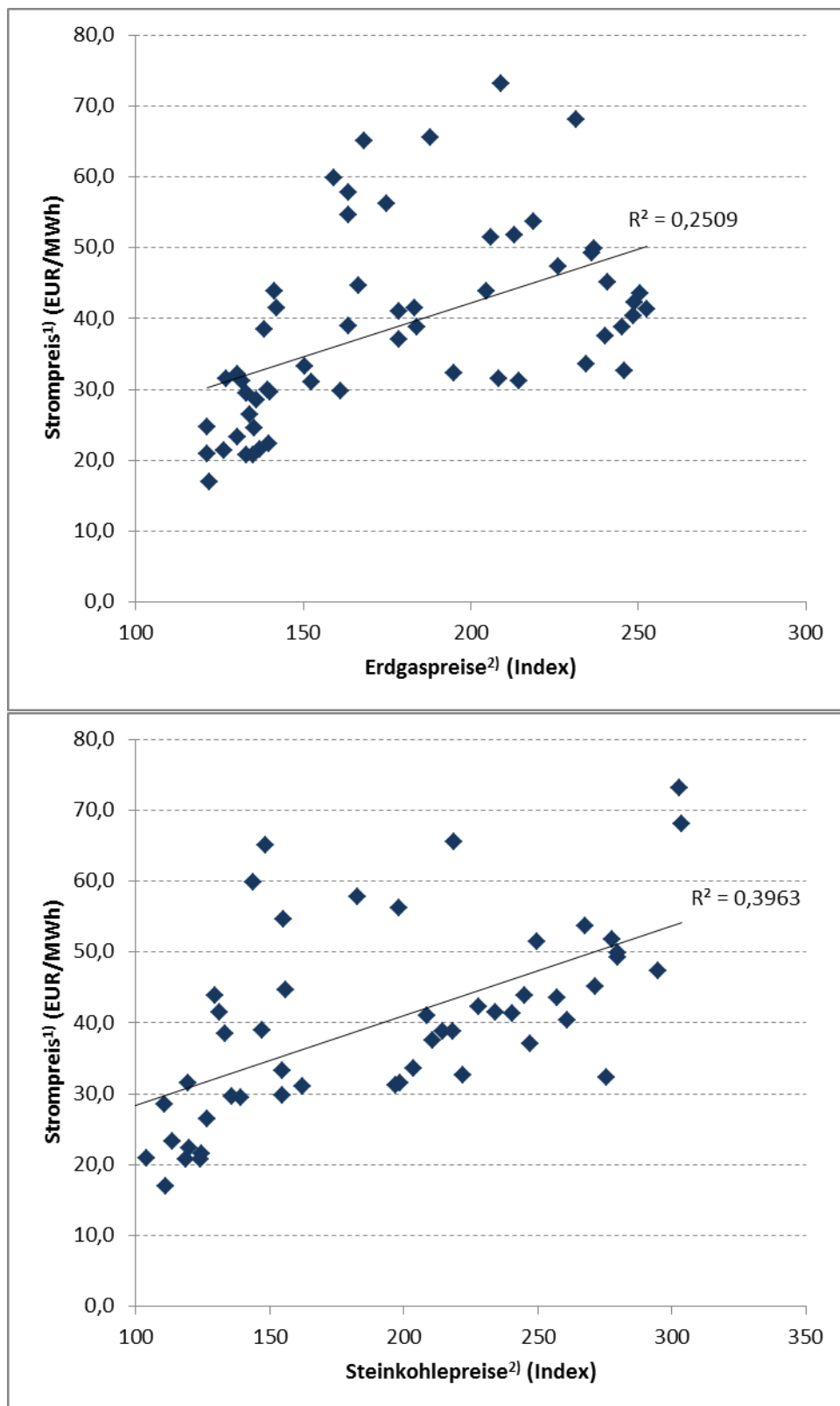
Der vor diesem Hintergrund vermutlich nur temporär unterbrochene Abwärtstrend bei den Steinkohle- und Gaspreisen führt bei den Grenzkraftwerken zu niedrigeren Grenzkosten und trägt somit im Stromgroßhandel nennenswert zu der dort beobachteten Preissenkung bei. Zugleich *verschlechtert* sich dadurch aber auch von der *Absatzpreisseite* her die *Wirtschaftlichkeit* der den Markt beliefernden *inframarginalen Kraftwerke*. Das betrifft auf jeden Fall die AKWs und die Braunkohlekraftwerke. Im Prinzip kommt der preisseitige Margendruck auch bei den inframarginalen Steinkohle- und GuD-Kraftwerke zustande. Zugleich profitiert dort die Marge aber wiederum kostenseitig von den gefallen Primärenergiepreisen.

²²¹ Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, a.a.O., S. 11.

²²² BP, Energy Outlook 2030, January 2013, S. 51.

²²³ ebenda.

Abb. 29: Stromgroßhandels-, Gas- und Steinkohlepreise



Zeitgleiche Korrelationsanalyse.

1) Baseload, EEX-Spotpreis, Quartalsdurchschnitt.

2) Erzeugerpreise bei Abgabe an Kraftwerke bzw. Einfuhrpreise, Quartalsdurchschnitt, Q1/2000 = 100.

Quellen: EEX, Statistisches Bundesamt und eigene Berechnungen.

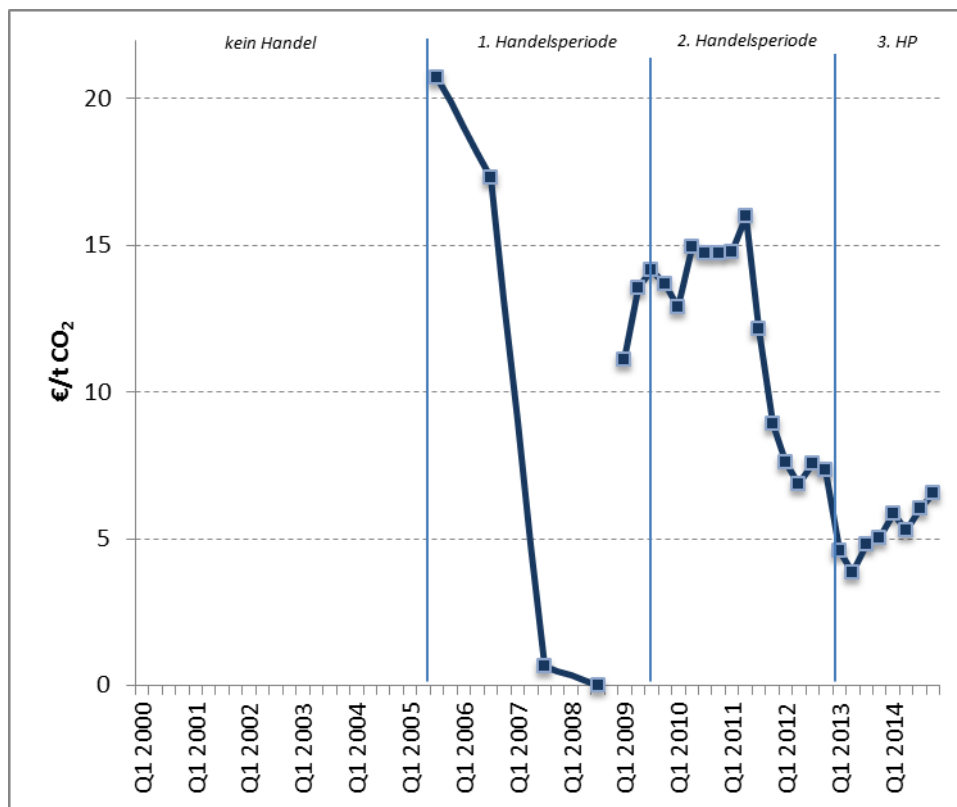
Bezogen auf die insbesondere die Kohleverstromung belastenden Preise für die *CO₂-Zertifikate* zeichnet sich in der seit 2013 laufenden 3. Handelsperiode zunächst ein Fortsetzen des bereits zur Hälfte der zweiten Handelsperiode *einsetzenden Preisverfalls* ab (vgl. Abb. 30). Ausschlaggebend waren die konjunkturellen Folgen der Finanzmarkt- und Wirtschaftskrise und eine hohe freie Zuteilung von Emissionsrechten. Hinzu kam der „*Hot-Air-Effekt*“: Durch den Zusammenbruch der Industrieproduktion zu Beginn der Transformationsphase ist im ehemaligen Ostblock der *CO₂-Verbrauch* bei einer insbesondere für Russland großzügigen Zertifikatzuteilung deutlich zurückgegangen. Dies führte weltweit zu einem Handel mit „*Emissionskrediten*“ auf die im ehemaligen Ostblock nicht genutzten Zertifikate in der zweiten Handelsphase. Von in der Spitze 16 EUT/t *CO₂* im zweiten Quartal 2011 sind so die Kurse für die Emissionsrechte deutlich auf unter 5 EUR/t *CO₂* gefallen. Nach Angaben von KfW/ZEW haben deutsche Unternehmen aus der zweiten Handelsperiode in großem Umfang nicht benötigte Verschmutzungsrechte auf die dritte Periode übertragen.²²⁴ Im Durchschnitt der 140 bei der Befragung mitwirkenden Unternehmen betrage die Reserve 123 v.H. der Emissionen des Jahres 2013.

Angesichts des von der EU-Kommission angestoßenen „Back-Loading“ sind die Preise zuletzt aber wieder leicht auf über 6,5 EUR/t *CO₂* angezogen. Bis 2020 wird mit einer Spanne zwischen 13,82 und 17,81 EUR/t *CO₂* gerechnet.²²⁵

²²⁴ Vgl. KfW/ZEW, *CO₂-Barometer 2013 – Carbon Edition*, Frankfurt 2013, S.10.

²²⁵ Vgl. ebenda.

Abb. 30: Preisentwicklung EU-Allowances



Jahres- bzw. Quartals-Durchschnitte aus dem Spot-Handel am Sekundärmarkt.

Quellen: bis Ende 2008 Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt (2013b), 2009 bis 2011 www.bluenext.eu, ab 3/2012 EEX und eigene Berechnungen.

5.1.3.5 Margenbelastung in der konventionellen Stromerzeugung

Die theoretisch abzuleitenden Wirkungen der Energiewende in Form fallender Primärbrennstoffpreise und CO₂-Zertifikatepreise gehen aufgrund der stark dominierenden internationalen Einflüsse in ihrem Preisbildungsprozess unter. Die über diese Kanäle laufenden *Effekte der Energiewende* auf den Strompreis dürften daher praktisch von untergeordneter Bedeutung sein. Dies bedeutet selbstverständlich nicht, dass diese von verschiedenen anderen Einflüssen viel stärker geprägten Determinanten keinen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Kraftwerke haben.

Im Mittelpunkt der *allein durch die Energiewende ausgelösten Effekte* für den Strompreis stehen daher die *Kapazitätseffekte* durch das *Abschalten der AKWs* einerseits und durch die *Expansion der EE* andererseits (vgl. Abb. 31, S. 187 und Kap. 2.2).²²⁶

²²⁶ Zwar spielen praktisch auch die Brennstoffpreise von Steinkohle und Erdgas eine große Rolle für den Strompreis. Auch die konjunkturelle Entwicklung hinterlässt Spuren. Die Entwicklung dieser Determinanten wird aber nur sehr schwach von der deutschen Energiewende beeinflusst.

Durch das Abschalten der Meiler sind bis Ende 2013 gegenüber 2010 zwar rund 43 TWh an Atomstromeinspeisung verlorengegangen. Dieser spontan eingetretene Verlust konnte aber durch die gleichzeitige Expansion der EE mehr als wettgemacht werden. Bis 2012 sind gegenüber 2010 bereits 39 TWh an Grünstrom hinzugekommen. Im Jahr 2013 betrug das Plus dann 46 TWh. Am Ende dominiert mithin die Strompreis senkende Wirkung des EE-Ausbaus.

In einer Synopse über vorliegende Studien von BMU/BMWi wird der Merit-Order-Effekt der EE-Expansion gegenwärtig auf ca. 5 bis 10 EUR/MWh an Großhandelsstrompreisentlastung taxiert.²²⁷ In einer jüngeren Studie von Cludius/Hermann/Matthes wird der Wert von 10 EUR/MWh für das Jahr 2012 durch einen ökonometrischen Ansatz nochmals bestätigt.²²⁸ Selbst bei Einbeziehen dynamischer Effekte konstatieren Fürsch/Malischek/Lindenberger vom EWI, „[...] dass durch den zunehmenden Ausbau von erneuerbaren Energien der Stromgroßhandelspreis auch unter Berücksichtigung von Anpassungsprozessen im konventionellen Kraftwerkspark sowie von Stromaustauschmöglichkeiten mit dem Ausland sinkt. Der dämpfende Effekt von EE auf den Stromgroßhandelspreis nimmt dabei mittelfristig, einhergehend mit einem steigenden EE-Ausbau, zu.“²²⁹ Sie quantifizieren den Effekt aber vorsichtiger. Für 2015 beziffern sie ihn auf 2 EUR/MWh und gehen von einem Anstieg auf bis zu 10 EUR/MWh in 2030 aus.²³⁰

Darüber hinaus hat – ausgehend von derzeit ohnehin vorhandenen Überkapazitäten (vgl. Kap. 2.2) – aber auch die installierte Leistung in der Braunkohleverstromung im Zeitraum von 2010 bis 2013 zugelegt (vgl. Abb. 31, S. 187). Bis Ende 2013 sind hier 0,4 GW, d.h. knapp 2 v.H. an Leistung *im Auftaktbereich* der Merit-Order-Kurve dazugekommen. Dadurch verschiebt sich die Merit-Order-Kurve im auf die neuen Braunkohlekraftwerke folgenden Bereich ebenfalls mit Strompreis senkender Wirkung nach rechts. Der Reduktion von Steinkoh-

²²⁷ Vgl. BMU/BMWi, Erster Monitoringbericht „Energie der Zukunft“, Berlin, 2012, S. 40.

²²⁸ Vgl. Cludius, J./Hermann, H./Matthes, F., The Merit Order Effect of Wind and Photovoltaic Electricity Generation in Germany 2008-2012, CEEM Working Paper 3-2013, Sydney.

²²⁹ Fürsch, M./Malischek, R./Lindenberger, D., Der Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien - Analyse der kurzen und langen Frist, EWI Working-Paper Nr. 12/14, Köln 2012, S. 22.

²³⁰ Allein für den Zeitraum von 2008 bis 2010 wird die kumulierte Größenordnung des Merit-Order-Effektes von Fraunhofer ISI u.a. auf ein Entlastungsvolumen von rund 9,5 Mrd. EUR geschätzt. Vgl. Fraunhofer ISI/DIW/GWS/IZES, Monitoring der Kosten und Nutzenwirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien im Strom- und Wärmebereich im Jahr 2011, Karlsruhe u.a. 2012. Laut Reuster/Küchler seien von 2006 bis 2011 sogar 20 Mrd. EUR eingespart worden. Vgl. Reuster, L./Küchler, S., Die Kosten der Energiewende – Wie belastbar ist Altmairers Billion?, in: Zeitschrift für Neues Energierecht, Heft 2, 2013, S. 141. Fürsch/Malischek/Lindenberger weisen aber darauf hin, dass es sich bei derartigen Ersparnisrechnungen nicht um (Netto-)Wohlfahrtsgewinne handelt. Beim Gegenrechnen mit der EE-Förderung verbleibt lediglich ein geringerer (Netto-)Wohlfahrtsverlust als ohne die Berücksichtigung des Merit-Order-Effektes. Sie beziffern die kumulierten (Netto-)Mehrkosten durch den EE-Ausbau bis zum Jahr 2030 auf 54 Mrd. EUR in Preisen von 2008. Vgl. Fürsch, M./Malischek, R./Lindenberger, D., a.a.O., S. 22.

lekraftwerkskapazitäten um 1 GW steht zudem ein Ausbau bei GuD-Kraftwerken um 3 GW bzw. 12,5 v.H. gegenüber. Auch dadurch ergibt sich im Großhandel ein weiterer Impuls zu Preisnachlässen. Denn da die neuen GuD-Kraftwerke in der Einsatzreihenfolge deutlich vor bisherigen GuD-Grenzkraftwerken liegen dürften, werden die bisherigen GuD-Grenzkraftwerke in der Merit-Order durch andere mit geringeren Grenzkosten ersetzt.

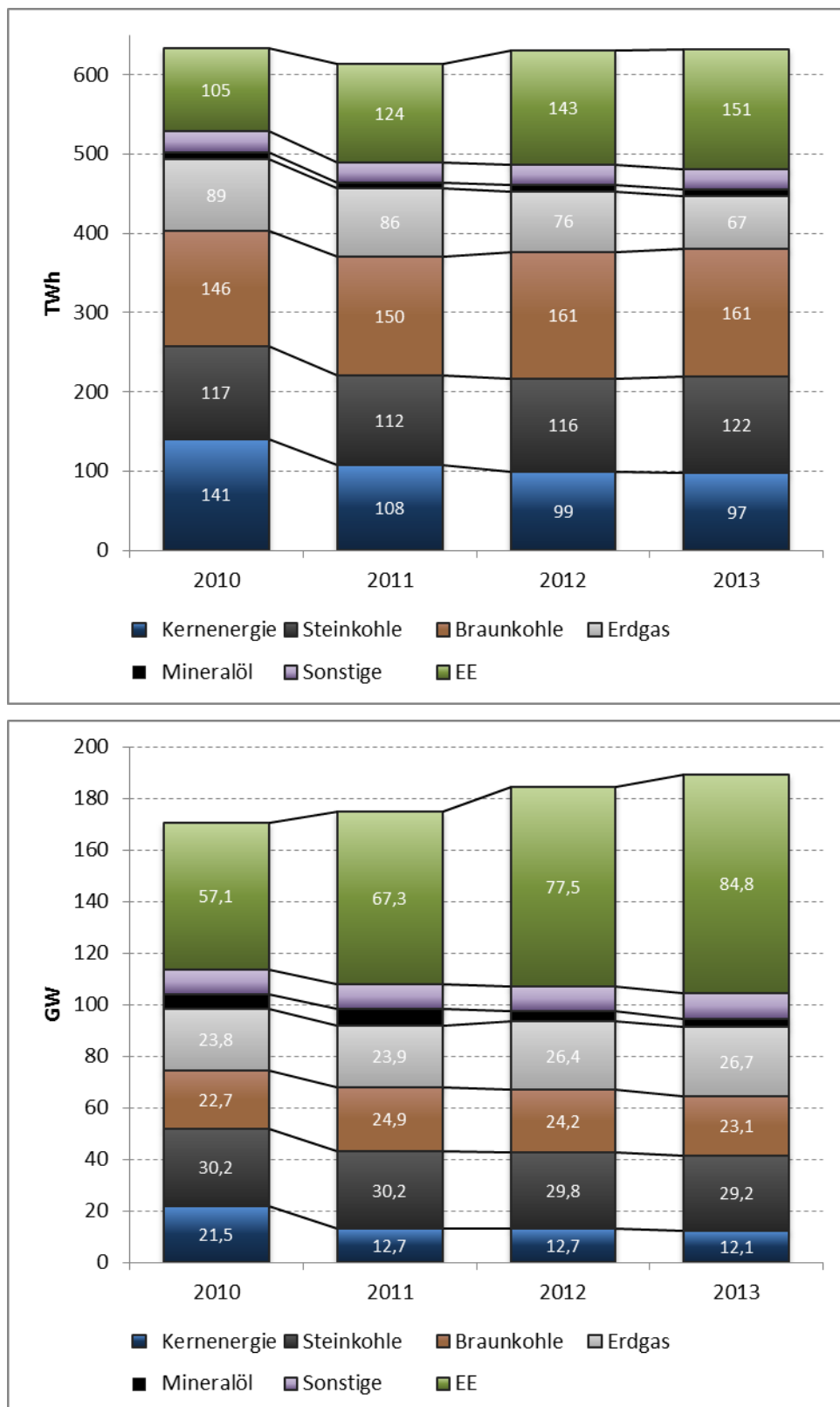
Alles in allem hat damit die Energiewende – in Verbindung mit weiteren kosten- und nachfrageseitigen Faktoren – zu einer signifikanten Strompreissenkung im Stromgroßhandel beigetragen. Dadurch wird die Rentabilität konventioneller Kraftwerke erheblich beeinträchtigt. Als weiteres Belastungselement kommt hinzu, dass durch die stark fluktuierende EE-Einspeisung und den damit verbundenen reduzierten Anlagen-Einsatzzeiten die *spezifischen Fixkosten* der Stromerzeugung insbesondere bei den Kraftwerken, die noch nicht abgeschrieben sind und die sich zugleich wirtschaftlich in der Nähe der Grenzkraftwerke befinden, deutlich anziehen.

Welche Wirtschaftlichkeitsprobleme derzeit schon im fossilen Kraftwerksbetrieb vorhanden sind, zeigen folgende Überlegungen: Nach Berechnungen der Deutschen Bank bewegt sich im Betrieb von GuD-Kraftwerken der „German Clean Spark Spread“ gegenüber dem Baseload-Preis an der Börse seit 2011 im Minus.²³¹ Bei dem Clean Spark Spread handelt es sich um eine grobe Formel zur Kalkulation der Überdeckung der wichtigsten Grenzkostenkomponenten, d.h. der Zertifikate- und der Brennstoffkosten pro Megawattstunde, im GuD-Betrieb durch den erzielbaren Strompreis. In 2013 belief sich die *Unterdeckung* der wichtigsten variablen Kosten durch den Börsenpreis der Studie zufolge im Schnitt auf rund 15 EUR/MWh. Der „Clean Dark Spread“ als Pendant für den Betrieb von Steinkohlekraftwerken wird dort für 2013 mit einem leichten Überschuss von etwa 5 EUR/MWh beziffert. Ähnlich düster sehen die Wirtschaftlichkeitsberechnungen von Bloomberg aus.²³²

²³¹ Vgl. Deutsche Bank, Future Challenges for Electricity Security: Finance, Hrsg. DB Equity Utilities Research, Oktober 2013.

²³² Vgl. Dallos, G., Locked in the Past: Why Europe's big energy companies fear change, Hrsg. Greenpeace, Februar 2014, S. 27. Der Spread für die Gaskraftwerke wird dort im ersten Quartal 2014 mit – 20 EUR/MWh stark negativ ausgewiesen, der Spread für den Betrieb von Steinkohlekraftwerken ist mit 6,3 EUR/MWh immerhin noch positiv, aber das auch nur geringfügig und vor dem Hintergrund eines fallenden Trends. Auch nach Angaben von E.ON bewegt sich der Clean Spark Spread für Lieferungen im Folgejahr seit Mitte 2012 im negativen Bereich. Die Unterdeckung der Terminkurse für Strom aus Gaskraftwerken wird hier derzeit mit 10 EUR/MWh beziffert. Bei den Terminkursen für Kohlestrom wird ein Überschuss von 15 EUR/MWh ausgewiesen. Vgl. E.ON, Geschäftsbericht 2013, Düsseldorf 2014, S. 28.

Abb. 31: Erzeugungsmix und Kapazitätsmix nach dem Abschalten von acht AKWs



Quelle: Statistisches Bundesamt, BMWi, AGEE und eigene Berechnungen.

Timera Energy quantifiziert den Clean-Dark-Spread für Steinkohlekraftwerke bezogen auf die Terminkurse mit etwa 7,9 EUR/MWh in 2014 und 6,4 EUR/MWh in 2015 an.²³³ Zwar seien hier früher deutlich höhere Margen erzielt worden. Aber vor dem Hintergrund des markanten Strompreisverfalls sei hier immerhin eine Stabilisierung zu verzeichnen. Dies habe eben auch mit der kostenseitigen Entlastung beim Brennstoff (vgl. Abb. 28) und der Tatsache zu tun, dass mittlerweile zumeist die Steinkohlekraftwerke das Grenzkraftwerk stellen und dessen Situation bei den variablen Kosten preisbestimmend wird. Mit Blick auf die Gaskraftwerke konstatiert Timera Energy: „The story for German gas plant is not a happy one. Given gas plant is out of merit, falling coal and power prices have caused sharp declines in spark spreads. As spreads head deep into negative territory, gas plant are suffering negative cash-flow as they absorb fixed costs. Revenue opportunities are focused on reserve payments and increasing volumes of capacity is being closed, mothballed or signed over to TSOs to provide system support. Gas plant margin recovery hopes are firmly focused on implementation of a capacity market.“²³⁴ Der Clean-Spark-Spread wird hier mit einer Unterdeckung von 11,6 EUR/MWh in 2014 beziffert.

Nach neueren Daten von Platts betrugen im ersten Halbjahr 2014 die Werte für den Clean-Dark-Spread rund 5 EUR/MWh.²³⁵ Interessant ist die Entwicklung für Gaskraftwerke. Seit Anfang 2014 etwa zeichnet sich hier nämlich ein leichter Aufwärtstrend bei den Clean-Spark-Spreads ab. Die Werte bleiben zwar weiterhin im negativen Bereich, näherten sich aber immerhin der Null-Euro-Marke an. Ausschlaggebend war der starke Abwärtstrend bei den Gaspreisen (vgl. Abb. 28), der aber mit der Zuspitzung in der Ukraine-Krise zumindest vorläufig gestoppt wurde.

Die skizzierten Rentabilitätsprobleme bestätigt sich auch in einer Umfrage des BDEW aus dem Dezember 2014.²³⁶ Von den 133 antwortenden Geschäftsführern von EVUs gaben 36 v.H. an, dass sich ihre Stromerzeugung auf Basis fossiler Brennstoffe „sehr negativ“ auf das Gesamtergebnis des Unternehmens auswirke, weitere 33 v.H. bestätigten eine „negative Wirkung“. In mehr als der Hälfte aller Fälle musste daraufhin bereits die Gewinnausschüttung an die Anteilseigner gekürzt werden. Besonders brisant sieht es bei den 31 antwortenden regi-

²³³ Vgl. Timera Energy, Germany vs. UK generation margin comparison, 31.3.2014, <http://www.timera-energy.com/coal-market/germany-vs-uk-generation-margin-comparison/>, zuletzt abgerufen 2.1.2015.

²³⁴ ebenda.

²³⁵ Vgl. European Commission, Quarterly Report on European Electricity Markets Volume 6 and Volume 7, Brüssel 2014, S. 10.

²³⁶ Vgl. BDEW, Foliensatz: BDEW-Umfrage zur wirtschaftlichen Lage der Energieversorger, Berlin 2014.

onalen bzw. überregionalen EVUs aus. Hier beurteilten die Geschäftsführer den Ergebnisbeitrag des fossilen Stromerzeugungsgeschäfts sogar zu 52 v.H. als „sehr negativ“ und zu 29 v.H. als „negativ“. Aber auch bei den Stadtwerken und lokalen EVUs votierten 29 v.H. mit „sehr negativ“ und 36 v.H. noch mit „negativ“.

Betreiber von fossilen Kraftwerken können sich der seit der Beschleunigung der Energiewende verschlechterten Rentabilitätsaussichten allenfalls dann noch entziehen, wenn sie bei älteren Lieferverträgen auf langfristige Abnahmeverpflichtungen Preise geltend machen können, die über dem Kursen am Spotmarkt liegen. Allerdings hat dies nur aufschiebende Wirkung, bis sich auch hier die Einbußen in der Wirtschaftlichkeit massive bemerkbar machen werden. Ohnehin gibt es eine Tendenz weg von derart langfristigen Vereinbarungen. Gerade im Betrieb von GuD-Kraftwerken zeichnen sich somit erhebliche Verluste ab, da häufig noch nicht einmal mehr die variablen Kosten gedeckt werden können. Die – abgesehen von der Ukraine-krise – tendenziell fallenden Gaspreise bewirken hier zwar eine Entlastung. Das ändert aber nichts daran, dass sie immer seltener zum Einsatz kommen und damit selbst dann immer weniger die Chance hätten, die Fixkosten zu erwirtschaften, wenn die Clean-Spark-Spreads wieder positiv wären. Und selbst in den Phasen, in denen dann ein GuD-Kraftwerk das Grenzkraftwerk stellt, würden sich aus dem Gaspreisverfall negative Folgen für den Betrieb der in der Merit-Order zuvor aufgereihten AKWs und Kohlekraftwerke einstellen.

5.1.3.6 Betroffenheit der Big-4

Gerade die Big-4 sind nun von der zuvor beschriebenen Problematik als größte deutsche Stromerzeuger besonders betroffen. Sie produzierten in 2013 rund 57 v.H. des hiesigen Stromaufkommens. Nach der Kernkraft wird ihnen hier nun das zweite Standbein des langjährigen wirtschaftlichen Erfolges weggezogen. Von den fossilen Kraftwerkskapazitäten in Deutschland vereinigten die Big-4 Ende 2013 rund 61 v.H. auf sich, bezogen auf den fossilen Stromerzeugungsanteil stammte sogar gut zwei Drittel aus den Kraftwerken der Big-4 (vgl. Tab. 17).

In der Differenzierung nach den Energieträgern waren rund 81 v.H. der deutschen Braunkohlekapazitäten und sogar 89 v.H. der Braunkohlestromerzeugung hierzulande den vier Großkonzernen zuzurechnen (vgl. Tab. 17). Bei der Steinkohle waren es knapp 59 v.H. der Leistung und gut 64 v.H. der Erzeugung. Mit Blick auf Gaskraftwerke waren die Anteile hingegen deutlich kleiner. Bei einem Leistungsanteil von rund 46 v.H. resultierte nur ein Erzeugungsan-

teil von etwa 20 v.H. Die Diskrepanz in Leistungsanteil und Erzeugungsanteil ist hier möglicherweise Ausdruck dessen, dass es gerade die Gaskraftwerke der Big-4 sind, die immer häufiger Auslastungsprobleme aufgrund des Merit-Order-Effektes haben.

Allerdings weisen die Big-4 im Vergleich untereinander markante Unterschiede hinsichtlich der *Bedeutung fossiler Energieträger* im Erzeugungsportfolio auf (vgl. Abb. 32 und **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**).

Tab. 17: Nationale und weltweite Kraftwerkskapazitäten sowie Erzeugung der Big-4

Energieträger	E.ON ¹⁾				RWE ²⁾				EnBW ³⁾				Vattenfall ⁴⁾				Big-4 ⁵⁾		Alle Erzeuger ⁶⁾		Alle Erzeuger ohne Big-4 ⁷⁾	
	Leistung [MW]		Erzeugung [TWh]		Leistung [MW]		Erzeugung [TWh]		Leistung [MW]		Erzeugung [TWh]		Leistung [MW]		Erzeugung [TWh]		Leistung in D [MW]	Erzeug. in D [TWh]	Leistung in D [MW]	Erzeug. in D [TWh]	Leistung in D [MW]	Erzeug. in D [TWh]
	D	Welt	D	Welt	D	Welt	D	Welt	D	Welt	D	Welt	D	Welt	D	Welt						
Kernenergie	5.403	8.202	44,4	56,1	3.901	3.901	30,5	30,5	k.A.	3.333	k.A.	23,2	0	6.984	0,0	51,9	12.637	98,1	12.696	97,3	59	0,0
Braunkohle	500	1.792	4,3	14,5	10.291	11.071	75,8	81,2	k.A.	1.034	k.A.	7,1	7.766	7.766	57,2	57,2	19.591	144,4	24.229	162,0	4.638	17,6
Steinkohle	5.279	12.272	26,5	62,7	6.662	9.950	29,4	51,3	k.A.	4.249	k.A.	18,2	1.318	3.530	5,7	15,6	17.508	79,8	29.809	124,0	12.301	44,2
Erdgas	4.121	25.114	3,1	81,1	5.006	16.440	6,4	37,0	k.A.	1.177	k.A.	0,8	1.707	5.867	3,2	14,7	12.011	13,5	26.375	66,8	14.364	53,3
Sonst. inkl. Öl	1.136	3.097	0,8	1,5	2.342	4.178	2,9	2,9	k.A.	1.367	k.A.	1,8	3.511	4.723	3,4	3,4	8.356	8,9	13.689	31,8	5.333	22,9
EE	2.079	10.613	6,4	29,3	1.014	3.496	4,0	13,8	k.A.	2.642	k.A.	7,5	137	10.236	1,3	38,9	5.872	19,2	77.083	151,7	71.211	132,5
Summe	18.518	61.090	85,5	245,2	29.216	49.036	149,0	216,7	k.A.	13.802	k.A.	58,5	14.439	39.106	70,8	181,7	75.975	363,9	183.881	633,6	107.906	270,6
Summe fossil ⁸⁾	9.900	39.178	33,9	158,3	21.959	37.461	111,6	169,5	k.A.	6.460	k.A.	26,0	10.791	17.163	66,1	87,5	49.110	237,6	80.413	352,8	31.303	115,2
Anteil fossil ⁸⁾ [v.H.]	53,5	64,1	39,6	64,6	75,2	76,4	74,9	78,2		46,8	k.A.	44,5	74,7	43,9	93,4	48,2	64,6	65,3	43,7	55,7	29,0	42,6
Produktivität fossil [GWh/MW]	3,4	4,0			5,1	4,5			k.A.	4,0			6,1	5,1			4,8		4,4		3,7	
Produktivität Erdgas [GWh/MW]	0,8	3,2			1,3	2,3			k.A.	0,6			1,9	2,5			1,1		2,5		3,7	
Anteil nuklear [v.H.]	29,2	13,4	51,9	22,9	13,4	8,0	20,5	14,1	k.A.	24,1	k.A.	39,7	0,0	17,9	0,0	28,6	16,6	27,0	6,9	15,4	0,1	0,0
EE-Anteil [v.H.]	11,2	17,4	7,5	11,9	3,5	7,1	2,7	6,4	k.A.	19,1	k.A.	12,8	0,9	26,2	1,8	21,4	7,7	5,3	41,9	23,9	66,0	49,0

Alle Unternehmensangaben beziehen sich auf den Ultimo 2013, beinhalten auch teileigene sowie fremde Kapazitäten, über die die Unternehmen aufgrund langfristiger Vereinbarungen verfügen können. Unterschiede in Unternehmensangaben und Angaben zu "Alle Erzeuger" sind aufgrund unterschiedlicher Quellen möglich.

1) Wegen fehlender Differenzierung wurde in der Erzeugung die Stromerzeugung mit Hilfe von Öl unter der Position "Erdgas" erfasst.

2) Für die Angaben zu den EE in Deutschland fehlt eine eindeutige Zuordnung. Ein Großteil der Anlagen wird von der EE-Sparte des Konzerns betrieben, ohne dass eine regionale Differenzierung veröffentlicht wird. Daher wurde als Aufteilungsschlüssel eine Angabe aus dem RWE Innogy Factbook (30/09/2013) gewählt, wonach 29 v.H. aller EE in Höhe von 3.496 MW (=Konzern EE-Leistung) hierzulande angesiedelt sind.

3) Die Angaben von EnBW sind regional nicht differenziert, so dass es sich um die weltweiten Kapazitäten handelt. Allerdings erzielt der Konzern 91 v.H. seines Umsatzes in Deutschland.

4) Der 20-Prozentanteil von Vattenfall am Kernkraftwerk Brokdorf wird hier in der Unternehmensstatistik offenbar nicht aufgeführt. Die Angaben zu „Hydro-Power“ wurden bei „Sonstige inkl. Öl“ und nicht unter „EE“ aufgenommen, da das Unternehmen diesen Posten nicht weiter differenziert, mit Blick auf Deutschland aber darauf hinweist, dass es sich hauptsächlich um Pumpspeicher-Kraftwerke handelt. Die restlichen „Hydro-Power“-Aktivitäten wurden bei den weltweiten Angaben als EE erfasst.

5) EnBW einbezogen mit weltweiten Konzerndaten.

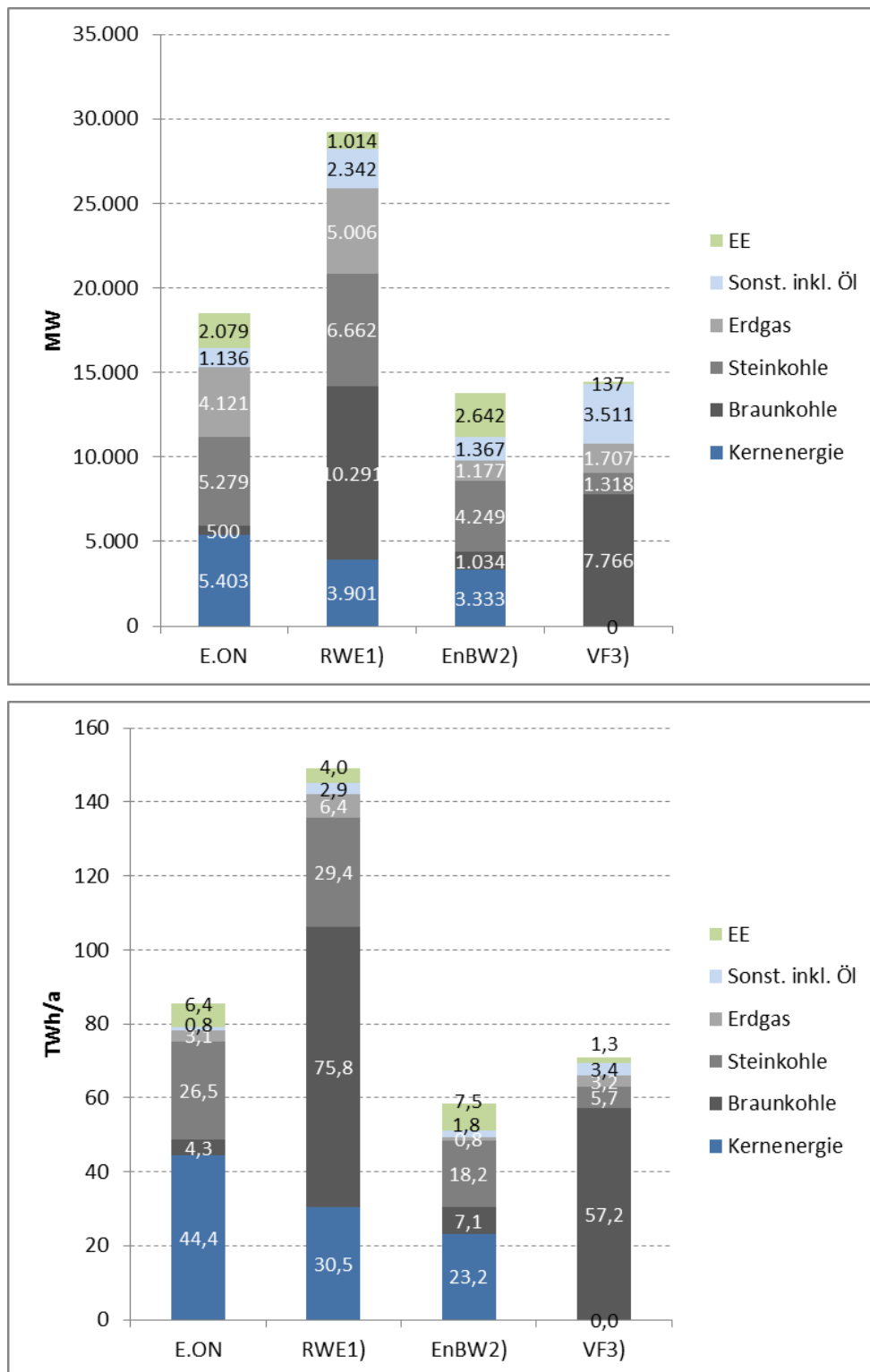
6) Angaben zur Leistung aus dem Jahr 2012.

7) Wegen kleiner Inkompatibilität in Erzeugung bei Kernkraftwerken auf 0 gesetzt.

8) Ohne Öl, da nicht überall separat ausgewiesen.

Quellen: Aktuelle Geschäftsberichte der Unternehmen, Statistisches Bundesamt und BDEW.

Abb. 32: Nationale Kraftwerkskapazitäten und Erzeugungsbeiträge der Big-4 nach Primärenergieträger



Vgl. Hinweise zu Tab. 17.

Quelle: Aktuelle Geschäftsberichte der Unternehmen.

Während außerhalb der Big-4 der *fossile Leistungsanteil* 29 v.H. sowie der *Stromerzeugungsanteil* rund 43 v.H. betrug, gilt für die Big-4 bezogen auf die Daten vom Ultimo 2013:

- ➔ Die größte Relevanz mit Blick auf die heimische Stromproduktion haben fossile Kraftwerke bei Vattenfall und bei RWE.
- ➔ Bei Vattenfall stellen Gas- und Kohlekraftwerke rund drei Viertel der eigenen nationalen Kapazitäten, welche sogar für 93 v.H. des deutschen Stromerzeugungsbeitrags von Vattenfall sorgen.
- ➔ Bei RWE liegt der Kapazitätsanteil ebenfalls in dieser Größenordnung. Mit einem in etwa gleich hohen Erzeugungsanteil ist aber die produktionsseitige Bedeutung fossiler Energieträger nicht ganz so hoch wie bei Vattenfall, was primär damit zu tun hat, dass bei RWE auch Atomstrom (mit gut 20 v.H. Erzeugungsbeitrag) noch eine nennenswerte Rolle spielt.
- ➔ Bei E.ON, dem nach RWE zweitgrößten Stromerzeuger auf dem deutschen Markt, beträgt der Kapazitätsanteil fossiler Kraftwerke im eigenen nationalen Erzeugungsportfolio nur 53 v.H. Er steuert dabei knapp 40 v.H. zur nationalen Stromproduktion des Konzerns bei. Hauptgrund für die nicht ganz so hohe relative Bedeutung der fossilen Kraftwerke ist hier aber der noch sehr große Stellenwert von Strom aus AKWs (52 v.H. Erzeugungsanteil).
- ➔ Die hohe relative Bedeutung der nuklearen Verstromung ist ebenfalls der entscheidende Grund, weshalb EnBW bei den fossilen Kapazitäten mit einem Anteil von knapp 47 v.H. nur unwesentlich über und mit einem Erzeugungsanteil von gut 44 v.H. sogar unter dem bundesdeutschen Durchschnitt liegt.

Hinsichtlich der *EE* in Deutschland gilt:

- ➔ Überaus *dürftig* sind *in allen vier Unternehmen* die auf der Basis der Unternehmensangaben berechneten *EE-Quoten*. Während die anderen Stromversorger in Deutschland bei einem Leistungsanteil der EE an den eigenen Kraftwerken von knapp 66 v.H. auf einen Erzeugungsanteil von 49 v.H. verweisen können, bewegen sich die nationalen EE-Leistungs- bzw. Erzeugungsquoten der Big-4 zwischen 0,9 v.H. bzw. 1,8 v.H. bei Vattenfall und 19,1 v.H. bzw. 12,8 v.H. bei EnBW, wobei die Angaben bei EnBW zum Großteil lange Zeit schon betriebener Laufwasserkraftwerke, aber auch der Betei-

ligung an einem Offshore-Windpark zu verdanken sind. Auch E.ON (Leistungsanteil: 11,2 v.H.; Erzeugungsanteil: 7,5 v.H.) und erst recht RWE (Leistungsanteil: 3,5 v.H.; Erzeugungsanteil: 2,7 v.H.) erweisen sich mit ihrem EE-Engagement alles andere als als „voRWEgehende“ Vorreiter der nationalen Energiewende.

Bezogen auf die *Energieträgerzusammensetzung* in Deutschland ist festzuhalten:

- In der Energieträgerherkunft dominiert bei *E.ON* nach Atomstrom die Steinkohleverstromung. Sie macht hier sowohl bei den bundesweiten Kapazitäten als auch bei der bundesweiten Erzeugung rund 30 v.H. des Unternehmens aus. Der Erzeugungsanteil liegt damit um gut 10 Prozentpunkte über dem Bundesdurchschnitt. Braunkohleverstromung spielt hingegen in dem Unternehmen auf Bundesebene eine absolut nachrangige Rolle. Mit einem Erzeugungsanteil von etwa 5 v.H. wird der Bundesdurchschnitt von fast 26 v.H. weit unterschritten. Besonders auffällig ist der Kapazitätsanteil von Erdgaskraftwerken. Mit 22 v.H. liegt er weit über dem Durchschnitt von etwa 14 v.H. Zugleich rangiert der nationale Erzeugungsanteil der Gaskraftwerke mit lediglich 3,6 v.H. um fast 7 Prozentpunkte unter den Bundesdurchschnitt.
- Bei *RWE* wird im nationalen Kraftwerksbetrieb die Stromerzeugung von der Braunkohle dominiert. In der Produktion beläuft sich dieser Anteil auf knapp 51 v.H., gemessen an den nationalen Kapazitäten auf rund 35 v.H. Das Segment der dem Rentabilitätsdruck wesentlich stärker ausgesetzten GuD- und Steinkohlekraftwerke weist in den Kapazitäten bezogen auf die nationalen Konzernwerte einen Anteil von ca. 17 v.H. bzw. 23 v.H. und in der Erzeugung eine Relation von knapp 20 bzw. 4 v.H. auf.
- Neben Atomstrom (Erzeugungsanteil: fast 40 v.H.) setzt *EnBW* derzeit stark auf die Steinkohleverstromung. Sie trägt mit einem ähnlich hohen Kapazitätsanteil wie bei den AKWs fast zu einem Drittel der Stromproduktion des Konzerns bei.
- Die mit Abstand wichtigste Rolle im nationalen Geschäft bei *Vattenfall* übernimmt die Braunkohleverstromung. Der Erzeugungsbeitrag der derzeit unter den fossilen Kraftwerken noch am ehesten wirtschaftlich arbeitenden Braunkohlekraftwerke kann auf 81 v.H. beziffert werden.

Mit Blick auf die *Produktivität* hiesiger Kraftwerke ist herauszustellen:

- ➔ Bezogen auf die Produktivität der *fossilen Kraftwerke* in Deutschland weist Vattenfall mit 6,1 GWh/MW die höchste Relation zwischen Erzeugung und installierter Leistung auf. EnBW und E.ON bleiben dahinter mit 3,4 bzw. 4,0 GWh/MW deutlich zurück. Dies deutet für beide Unternehmen gegenüber RWE mit 5,1 GWh/MW und erst recht gegenüber Vattenfall auf eine Kombination aus niedrigeren Wirkungsgraden und – eventuell auch deshalb – geringerer Auslastung hin, so dass sich in diesem Segment für *E.ON und EnBW* die *Wirtschaftlichkeitsproblematik besonders intensiv* stellt. Dies ist aber auch zu konstatieren für die Betreiber von Kohle- und Gaskraftwerken aus dem Stadtwerkebereich. Außerhalb der Big-4 fällt die Produktivität mit 3,7 GWh/MW ebenfalls recht niedrig aus.
- ➔ Allein mit Blick auf die Produktivität der *Gaskraftwerke* bleiben die Big-4 mit durchschnittlich 1,1 GWh/MW deutlich hinter der der Anlagen von Stadtwerken zurück, in denen pro Megawatt an Leistung 3,7 GWh produziert werden. Besonders unterdurchschnittlich sind hier die Werte von E.ON (0,8 GWh/MW) und von EnBW (0,6 GWh/MW). Der Befund spricht ebenfalls für besondere Rentabilitätsprobleme im Betrieb von Gaskraftwerken bei den Big-4 im Allgemeinen und bei E.ON und EnBW im Besonderen.

Zum Teil deutlich Abweichungen gegenüber den nationalen Befunden ergeben sich in der Erzeugungsstruktur, wenn man die *internationalen*, damit aber nicht unmittelbar²³⁷ von der deutschen Energiewende betroffenen Aktivitäten der Konzerne in die Auswertung miteinbezieht (vgl. Tab. 17). Dies gilt allerdings weniger für ENBW, da der Konzern, der auch keine separaten Daten für Deutschland ausweist, mit einem über 90-prozentigen Umsatzanteil fast ausschließlich in Deutschland verwurzelt ist. Hinsichtlich der anderen Big-4 ist aber bei einer Ausweitung des Untersuchungshorizontes auf die *weltweite Ebene* festzuhalten:

- ➔ *E.ON* erweist sich unter den Big-4 im Kraftwerksbetrieb als das *am breitesten international aufgestellte* Unternehmen. Der Konzern betreibt im Ausland Kraftwerke mit einer in Summe mehr als doppelt so hohen Leistung und fast doppelt so hohen Erzeu-

²³⁷ Auch in den anderen Ländern werden oftmals die EE ausgebaut, so dass viele der hier diskutierten belastenden Trends auch im Auslandsgeschäft der Big-4 eine Rolle spielen, wenngleich davon auszugehen ist, dass die Probleme dort nicht so stark akzentuiert sind. Hinzu kommt, dass über die zunehmende Integration der europäischen Strommärkte mittelbar auch Rückwirkungen vom deutschen auf die europäischen Märkte erfolgen.

gung wie im Inland. Trotz seines AKW-Engagements auch im Ausland liegt dabei der Erzeugungsanteil fossiler Kraftwerke an der konzernweiten Stromproduktion mit 64,6 v.H. spürbar höher als im nationalen Rahmen. Auch konzentriert sich ein größerer Teil der EE-Anlagen im Ausland. Dort wird mit viermal mehr EE-Anlagen als in Deutschland das 3,6-fache des hierzulande produzierten Ökostroms erzeugt. Dadurch steigt die weltweite EE-Erzeugungsquote immerhin auf 11,9 v.H. an.

- ➔ Auch RWE verfügt in der Verstromung über ein *starkes, wenngleich nicht überragendes Standbein im Ausland*. Dort wird mit rund 40 v.H. der Kraftwerksleistung des Konzerns etwas weniger als ein Drittel des gesamten Stroms hergestellt. Durch das Einbeziehen der Auslandsmärkte legt der Anteil der fossilen Verstromung nochmals leicht auf 78 v.H. zu, weil das Auslandsengagement noch stärker als im Inland durch den Betrieb von Kohle- und Gaskraftwerken geprägt wird. Angesichts fehlender Beteiligungen an ausländischen Kernkraftwerken stellt sich aber beim EE-Anteil an der weltweiten Stromproduktion mehr als eine Verdoppelung gegenüber der nationalen Quote ein, zumal die Grünstromerzeugung im Ausland fast 2-½-mal so groß wie im Inland ist.
- ➔ Der Vattenfall-Konzern besitzt jenseits der deutschen Grenzen mehr als 63 v.H. seiner Erzeugungsanlagen und kann dort rund 61 v.H. seines Stroms herstellen. Insbesondere der skandinavische Heimatmarkt des schwedischen Unternehmens dominiert dabei. Dort verfügt der Konzern einerseits über umfangreiche Kernkraftanlagen, die ihn unter den Big-4 nach E.ON zum zweitgrößten Atomstromanbieter macht. Andererseits spielen für Vattenfall in Schweden Wasserkraftwerke eine noch wichtigere Rolle als die AKWs. Infolgedessen reduziert sich der weltweite Leistungsanteil fossiler Energieträger auf knapp 44 v.H. und der Erzeugungsanteil auf gut 48 v.H. Gleichzeitig erhöht sich bei Einbeziehen aller internationalen Kraftwerke der EE-Anteil auf 26 v.H. bzw. 21 v.H. Verkürzt gesprochen präsentiert sich Vattenfall in Deutschland vorrangig als (Braun-)Kohleverstromer und außerhalb Deutschlands primär als Atom- und Ökostrom-Anbieter.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die vier Großkonzerne im Inland abgesehen von ihrer Fokussierung auf die Kernkraft Erzeugungsstrukturen aufgebaut haben, die angesichts der oben beschriebenen und durch die Energiewende, aber auch durch die Konjunktur

und die Brennstoffpreisentwicklung stark geprägte Marktentwicklungen besonders unter Druck stehen:

- *E.ON* profitiert zwar noch von einer hohen Bedeutung des vergleichsweise rentablen Atomstroms, sieht sich hier aber mit deutlich nachlassenden Margen konfrontiert. Hinzu kommt im restlichen Erzeugungsportfolio eine überdurchschnittliche Abhängigkeit von der Steinkohleverstromung, die je nach Modernitätsgrad der Anlage zunehmend in die Rentabilitätsproblematik hinein geraten. Der überdurchschnittlich hohe Anteil an Gaskraftwerken bei geringer Ausbeute signalisiert zugleich erhebliche wirtschaftliche Schwierigkeiten im Betrieb dieser Anlagen. Ohnehin dürfte die geringste Produktivität unter den Big-4 bei den fossilen Kraftwerken auch der Tatsache geschuldet sein, dass die fossilen Kapazitäten einen hohen Grad an Veralterung aufweisen (Tab. 18). *Über drei Viertel der in Deutschland betriebenen fossilen Kraftwerke sind – gemessen am Datenstand von Anfang 2014 – älter als 25 Jahre.* Unter den Steinkohlekraftwerken sind es sogar fast 90 v.H. Bei den Gaskraftwerken, die üblicherweise eine geringe wirtschaftliche Abschreibungsdauer als Kohlekraftwerke haben, ist diese Quote mit 60 v.H. so hoch, wie bei keinem anderen der Big-4. Das hohe Alter vieler Anlagen bewirkt dabei zwar mit Blick auf die laufenden Kapitalkosten Entlastung, dennoch dürfte es den alten Anlagen häufig an der erforderlichen Effizienz fehlen, um in der Merit-Order mithalten zu können. Konzernweit nationale Verluste abfedernd dürfte dagegen lange Zeit die überaus starke Bedeutung des ausländischen Kraftwerksbetriebs gewirkt haben. Aber auch hier zeichnen sich zuletzt aufgrund ähnlicher, wenngleich vermutlich weniger dramatischer Problemstrukturen eine verschlechterte Rentabilität und Auslastungsschwierigkeiten ab.
- *RWE* als größter deutscher Stromproduzent hat unter den Big-4 den geringsten EE-Anteil. In der Struktur der thermischen Kraftwerke wirken sich mit Blick auf den wirtschaftlichen Erfolg der überaus große Anteil der Braunkohlekraftwerke und die noch beträchtliche Bedeutung der Kernkraft entlastend aus. Dies gilt umso mehr als 20 v.H. der Braunkohleanlagen sogar jünger als 10 Jahre sind. Belastend dagegen ist die reine Größe der problematischeren Gas- und Steinkohlekraftwerkskapazitäten, obwohl ihr gemeinsamer Anteil an der Erzeugung im Quervergleich der vier Großkonzerne durchschnittlich ist. Hinzu kommt, dass die Steinkohlekraftwerke stark veraltet sind (vgl. Tab. 18). Die in der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur geführten Anlagen

sind alle über ein Vierteljahrhundert alt. Überdies fehlt RWE im Vergleich mit E.ON ein ähnlich großes Auslandsgeschäft als Puffer.

- ➔ *EnBW* weist mit einem Erzeugungsanteil von fast 40 v.H. nach E.ON die höchste Abhängigkeit vom Atomstrom auf und reagiert an dieser Stelle besonders sensibel auf den Margenverfall. Wirtschaftlich problematischer dürften aber der mit 31 v.H. weit über dem Bundesdurchschnitt von knapp 20 v.H. liegende Erzeugungsanteil der Steinkohlekraftwerke und die überaus geringe Produktivität im Betrieb der Erdgaskraftwerke sein. Dabei fällt auf, dass nach den Angaben der Bundesnetzagentur alle Gaskraftwerke älter als 10 Jahre sind, so dass das Unternehmen hier im Querschnittsvergleich zu den anderen Big-4 den geringsten Modernitätsgrad hat (vgl. Tab. 18). Das Konzernergebnis ist hinsichtlich der Erzeugungssparte wegen einer hohen Konzentration auf den deutschen Markt zudem besonders stark den Auswirkungen der hiesigen Energiewende ausgesetzt.
- ➔ *Vattenfall* profiliert sich in Deutschland vorrangig mit seinem Braunkohlegeschäft und ist damit weniger stark als die anderen Big-4 der Rentabilitätsproblematik ausgesetzt. Obendrein arbeitet der Konzern in Deutschland mit der geringsten Quote an fossilen Kraftwerken, die älter als 25 Jahre sind (vgl. Tab. 18). 42 v.H. der fossilen Kraftwerke sind zwischen 10 und 25 Jahre alt, 7 v.H. immerhin sogar jünger als 10 Jahre. Darüber hinaus kann sich der Konzern bei einem hiesigen Erzeugungsanteil von 39 v.H. weitgehend den spezifischen Zwängen des deutschen Marktes entziehen.

Tab. 18: Altersstruktur noch betriebener fossiler Kraftwerkskapazitäten der Big-4

Energieträger	E.ON							RWE						
	Netto- Leistung	älter als ...				jünger als 10		Netto- Leistung	älter als ...				jünger als 10	
		25 Jahre		10 Jahre		Jahre			25 Jahre		10 Jahre		Jahre	
		[MW]	[MW]	[v.H.]	[MW]	[v.H.]	[MW]		[v.H.]	[MW]	[MW]	[v.H.]	[MW]	[v.H.]
Braunkohle	1.252	352	28,1	1.252	100,0	0	0,0	10.333	7.138	69,1	8.233	79,7	2.100	20,3
Steinkohle	4.916	4.406	89,6	4.916	100,0	0	0,0	2.403	2.403	100,0	2.403	100,0	0	0,0
Erdgas	2.243	1.346	60,0	1.698	75,7	545	24,3	3.143	1.397	44,4	1.996	63,5	1.147	36,5
Mineralöl	1.003	1.003	100,0	1.003	100,0	0	0,0	0	0	k.A.	0	k.A.	0	k.A.
Summe fossil	9.414	7.107	75,5	8.869	94,2	545	5,8	15.879	10.938	68,9	12.632	79,5	3.247	20,5

Energieträger	EnBW							Vattenfall						
	Netto- Leistung	älter als ...				jünger als 10 Jahre		Netto- Leistung	älter als ...				jünger als 10 Jahre	
		25 Jahre		10 Jahre					25 Jahre		10 Jahre			
		[MW]	[MW]	[v.H.]	[MW]	[v.H.]	[MW]		[v.H.]	[MW]	[MW]	[v.H.]	[MW]	[v.H.]
Braunkohle	875	0	0,0	875	100,0	0	0,0	7.756	3.419	44,1	7.116	91,7	640	8,3
Steinkohle	3.858	2.991	77,5	3.835	99,4	23	0,6	1.231	948	77,0	1.231	100,0	0	0,0
Erdgas	606	188	31,0	606	100,0	0	0,0	1.516	645	42,5	1.389	91,6	127	8,4
Mineralöl	630	630	100,0	630	100,0	0	0,0	682	682	100,0	682	100,0	0	0,0
Summe fossil	5.969	3.809	63,8	5.946	99,6	23	0,4	11.185	5.694	50,9	10.418	93,1	767	6,9

Die Daten erfassen den rechtlich zurechenbaren Stand der Kraftwerksleistung eines Konzerns nur unvollständig, da die Kraftwerksliste die Eigentümerstrukturen von Gemeinschaftskraftwerken nicht beinhaltet. Erfasst wurden die Kraftwerke, die bei a) E.ON als „Unternehmen“ die E.ON-Kraftwerke GmbH, b) RWE als „Unternehmen“ RWE Generation SE, RWE Power AG, RWE Innogy GmbH, c) bei EnBW als „Unternehmen“ EnBW Erneuerbare und Konventionelle Erzeugung AG (EZG) und d) bei Vattenfall als „Unternehmen“ Vattenfall Europe Generation AG und Vattenfall Europe Wärme AG ausgewiesen haben. Daher können sich Abweichungen zu den Kapazitätsdaten aus den Geschäftsberichten ergeben.

Quelle: Bundesnetzagentur, Kraftwerksliste, Stand 19.2.2014 und eigene Auswertungen.

Die Untersuchung der *Erzeugungsstrukturen* belegt zusammenfassend folgende *Gemeinsamkeiten für die Big-4*:

- ➔ Die vier Großkonzerne haben im Erzeugungsbereich auch mit Blick auf den Einsatz fossiler Energieträger allzu lange und zu intensiv auf den falschen Weg „gesetzt“.
- ➔ Mit zunehmender EE-Einspeisung werden sich die bereits jetzt schon offenbarten Rentabilitätsprobleme weiter verschärfen. Die Energiewende lässt schlicht und ergreifend das angestammte Kernbetätigungsfeld der Big-4, die konventionelle Stromerzeugung in zentralisierten Großkraftwerken, immer weiter zusammenschrumpfen.
- ➔ Sollten zudem noch die Erdgaspreise wegen der Energiewende oder insbesondere der „Schiefergas-Revolution“ weiter fallen, geraten die Margen der Kohle- und Kernkraftwerke auch von dieser Seite immer dann weiter unter Druck, wenn GuD-Kraftwerke das Grenzkraftwerk stellen. Gleichzeitig fallende Steinkohlepreise könn-

ten diesen Druck im inframarginalen Kohlekraftwerksbetrieb abmildern, wieder anziehende Zertifikatepreise hingegen würden ihn akzentuieren.

- ➔ Entlastung könnte sich längerfristig erst dann abzeichnen, wenn die nationalen Überkapazitäten abgebaut sein werden. Dies setzt aber voraus, dass bis dahin nicht über eine ausgeweitete Netzintegration verstärkt noch internationale Überkapazitäten auf den Markt drängen.
- ➔ Auf der anderen Seite haben die Konzerne den Ausbau der EE „verschlafen“. Selbst unter Berücksichtigen der diesbezüglich zum Teil intensiveren Auslandsaktivitäten kann – bezogen auf die relative Bedeutung des Ökostroms im Anlagenportfolio – keines der vier Unternehmen schon jetzt für sich das in der Werbung vielfach gepflegte Image als Innovator im Bereich der EE in Anspruch nehmen. Die EE waren ein Betätigungsfeld, das man bisher eher halbherzig bediente. Irgendwie wollte man zwar sicherheitshalber mit dabei sein, zumal dies für das Etablieren eines „grün“ angehauchten Anstrichs nach außen auch ganz nützlich erschien. Gleichwohl blieb dieser Bereich ein Nischensegment, das man nach Auffassung der Konzernleitungen getrost weitgehend den anderen überlassen konnte, da hierin fälschlicherweise keine wirklich Gefahr zum zentralisierten Kerngeschäft gesehen wurde. Die Unternehmen waren diesbezüglich geradezu blockiert von ihrem Kernanliegen, der Laufzeitverlängerung der AKWs, der internationalen Expansion und dem Ausbau zentralisierter Großkraftwerke.
- ➔ Ab 2008 waren von den Big-4 sogar noch neue Kohlekraftwerke mit einer Leistung von 20,3 GW und einem Investitionsvolumen von etwa 30 Mrd. EUR geplant (vgl. Tab. 19). Allein RWE hatte vor, seinen Kohlekraftwerkspark um 9,5 GW auszubauen. Mittlerweile haben die Unternehmen angesichts des Ausbauwiderstandes, vor allem aber auch in Anbetracht der deutlich verschlechterten Wirtschaftlichkeitsperspektiven fossiler Kraftwerke einen Großteil der Projekte gestoppt. Insgesamt werden – inklusive des E.ON-Kraftwerks Datteln 4 – nur noch Kraftwerke mit einer Leistung von 10,2 GW weiter gebaut bzw. sie sind bereits im Betrieb. Etwa 4 GW davon betreffen Braunkohlekraftwerke.

Tab. 19: Kohlekraftwerksplanungen der Big-4 seit 2008

	Partner	Standort	Leistung [MW]	Träger	Kosten [Mrd. EUR]	Status 2008	Status heute
E.ON	-	Datteln 4	1.100	Steinkohle	1,2	genehmigt	gerichtl. verordneter Baustopp
	SW Hannover	Staudinger 6	1.100	Steinkohle	1,5	eingeleitet	gestoppt
	-	Stade	1.100	Steinkohle	1,2	eingeleitet	gestoppt
	-	Wilhelmshaven	550	Steinkohle	1,0	eingeleitet	gestoppt
	SW Kiel	Kiel/Ostufer	800	Steinkohle	1,2		gestoppt
	Summe		4.650		6,1		
RWE	-	Neurath: BoA II+III	2200	Braunkohle	2,2	genehmigt	im Betrieb
							ein Block im Betrieb/ zweiter Block im Bau
	SW-Verbund	Hamm/Uentrop	1640	Steinkohle	2,2	genehmigt	
	-	Niederaußem BOA plus	1100	Braunkohle	2,2		eingeleitet
	-	Arneburg	1600	Braunkohle	2,0		gestoppt
	-	Frimmersdorf		Braunkohle			Planung
	EnBW (32 %), MVV, Rheinenergie	GK Mannh. 9	911	Steinkohle	1,2		im Bau
	-	Hürth	450	Braunkohle	2,0		Zurückgestellt
	-	Ensdorf	1600	Steinkohle	2,1		gestoppt
	Summe		9.501		13,9		
EnBW		Karlsruhe/Rhein- hafen B	912	Steinkohle	1,2	genehmigt	Probetrieb
	BKW FMB	Dörpen	900	Steinkohle	1,5		gestoppt
		Germersheim	900	Steinkohle	1,2		gestoppt
	Summe		2.712		3,9		
Vattenfall	-	Boxberg	675	Braunkohle	0,8	genehmigt	im Betrieb
	-	HH-Moorburg	1680	Steinkohle	2,3	Baubeginn	Probetrieb
	-	Berlin/Klingenberg	800	Steinkohle	1,0	Planung	gestoppt
	-	Jänschwalde	300	Braunkohle/CCS	1,5		gestoppt
	Summe		3.455		5,6		

Quellen: Greenpeace, Kohle-Kraftwerke in Bau oder Planung, Stand Juni 2008; Greenpeace, Übersicht über neue Kohlekraftwerke in D, Stand Juni 1/2013; BUND, Geplante und im Bau befindliche Kohlekraftwerke, Stand 25.4.2013; DUH, Kohlekraftwerksprojekte in Deutschland, Stand Oktober 2013.

5.1.4 Individuelle strategische Fehler

Alle Big-4 haben eine Zeit nach ihrer Gründung gebraucht, um ihre Strategien heraus zu kristallisieren. Auf dem Weg dahin wurden unterschiedliche Umwege eingeschlagen, die sich zum Teil auch als Sackgasse erwiesen und *nachhaltige Wirkungen* hatten.²³⁸ An dieser Stelle sollen diesbezüglich nur in anekdotischer Form und damit ohne Anspruch auf Vollständigkeit einzelne Aspekte beleuchtet werden.

²³⁸ Vgl. Bontrup, Heinz-J./Marquardt, Ralf-M., Kritisches Handbuch der deutschen Elektrizitätswirtschaft, a.a.O., S. 184ff.

Zu erwähnen ist der vorübergehende Expansionskurs der *EnBW* mit zahlreichen *Akquisitionen* außerhalb der Kerngeschäftsbereiche. So wurden beispielsweise die *Salamander AG* (2000) und die Mehrheit an der *GegenbauerBosse Gruppe* (2001) erworben. Angesichts der Verfehlung der strategischen Ziele wurde bereits 2002 wieder über einen Verkauf der Akquisitionen nachgedacht. Nach der Trennung von Salamander wurden dann eine umgehende Sanierung und ein Umbau der EnBW fällig. Bis Februar 2004 wurden 86 *EnBW-Gesellschaften* verkauft, verschmolzen oder geschlossen. Vor allem beendete das Unternehmen das überaus verlustträchtige Thermoselect-Vorhaben in der Müllverbrennung. Im Zuge der diversen Verkäufe und eines Ergebnisverbesserungsprogramms fand zugleich ein *Arbeitsplatzabbau* in Höhe von rund 14.800 Beschäftigten statt. Von den Restrukturierungen blieb damals auch die *Energiesparte* nicht verschont. Der geplante Abbau von Personal (rund ein Drittel der 13.000 Beschäftigten) sowie übertariflicher Leistungen (Altersversorgung, Weihnachtsgeld, Erschwerungszulage und Erfolgsbeteiligungen) im Rahmen des „*Top-Fit-Programms*“ lösten erhebliche Konflikte mit den Arbeitnehmervertretern aus.²³⁹

Obendrein ist derzeit noch eine Schadenersatzklage aus dem Mai 2013 gegen EnBW von Seiten des Regionalversorgers EWE auf 500 Mio. EUR anhängig. Beklagt wird von EWE, dass EnBW seinen Vertrag aus dem Jahr 2009, wonach das Karlsruher Unternehmen den deutschen Gasimporteur VNG von EWE erwerben werde, nicht eingehalten habe. Der zwischenzeitliche Wertverlust der VNG werde nun von EWE als Schadensersatz geltend gemacht. EnBW selbst verteidigt sich mit dem Hinweis, nur eine Kaufoption, nicht aber eine verbindliche Kaufzusage eingegangen zu sein.²⁴⁰ Brisant an der Auseinandersetzung ist, dass EnBW zu 26 v.H. an EWE beteiligt ist.

RWE musste für seine zwischenzeitlichen Ambitionen im Wassergeschäft erheblich bluten: Nach dem Einstieg bei den Berliner Wasserwerken stieg RWE mit der Akquisition der Thames Water plc. zum Kaufpreis von 7,2 Mrd. EUR im Jahr 2000 zum drittgrößten Wasserversorger weltweit auf. Im Januar 2003 konnte dann noch der Erwerb von American Water Inc. – dem damals führenden Unternehmen im regulierten Wassermarkt der USA – abgeschlossen werden. Das Wassergeschäft sollte so eine zentrale Rolle im RWE Konzern einnehmen; auch in Bezug auf das Betriebsergebnis. Der Ausflug in die Wasserversorgung erwies sich letztlich als strategischer Fehler. Das Essener Unternehmen hatte sich auch hinsichtlich der Finanzie-

²³⁹ Vgl. Frankfurter Allgemeine Zeitung, ENBW-Betriebsrat geht auf die Barrikaden, 01.10.2003, S. 16 sowie Handelsblatt, Alles eine Frage der Organisation, in: Karriere und Management, 24./25.10.2003, S. 1.

²⁴⁰ Vgl. Radio Bremen, EWE will 500 Millionen Euro von EnBW, 27.5.2013, <http://www.radiobremen.de/politik/nachrichten/ewe-verklagt-enbw100.html>, zuletzt abgerufen 20.4.2014.

rungskosten überhoben und beschloss Ende 2005, sich neu aufzustellen. RWE überschreibt den Strategiewechsel bei der Darstellung seiner Firmenchronik auf seiner Homepage damals mit: „Vom Multy-Utility zum fokussierten Energieversorger“. Während Thames Water noch mit einem Buchgewinn in mittlerer dreistelliger Millionenhöhe veräußert werden konnte,²⁴¹ stellten sich beim Verkauf von American Water, der in die Phase der Finanzmarktkrise fiel, erhebliche Verluste ein. Rund 1,4 Mrd. EUR mussten für dieses Engagement abgeschrieben werden.²⁴²

Auch erwiesen sich die weiterhin im Teileigentum der Big-4 befindlichen Auslandsbeteiligungen nicht immer als sonderlich erfolgreich. So gab es bei E.ON neben verstärkten Abhängigkeiten von Währungsschwankungen beispielsweise im Jahr 2008 einen *Wertberichtigungsbedarf* auf den Goodwill der Markteinheit US-Midwest in Höhe von 1,5 Mrd. EUR und auf die von Enel und Endesa erworbenen Aktiva in Höhe von 1,8 Mrd. EUR.²⁴³ In 2010 gab es dann eine erneute außerplanmäßige Wertberichtigung von 2,6 Mrd. EUR bei den Enel- bzw. Endessa-Engagements in Südeuropa. Insgesamt hatten die Beteiligungen bis dahin bereits rund 40 v.H. an Wert eingebüßt. Nach dem neuesten Strategiewechsel sollen die Südeuropa-Beteiligungen nun vollständig abgestoßen werden (vgl. S. 238 ff.). Auch der Einstieg in den brasilianischen Markt verlief schon nach kurzer Zeit recht problematisch, weil der brasilianische Partner überraschend vor erheblichen Finanzproblemen stand und E.ON sein Engagement ungeplant stark aufstocken musste (vgl. Kap. 5.2.3.1).

Probleme gab es überdies mit den Kartellbehörden. In der Stromerzeugung hatte die EU-Kommission gegen E.ON, RWE und Vattenfall wegen des Verdachts der missbräuchlichen Verknappung von Erzeugungskapazitäten ein Verfahren eingeleitet. Es wurde eingestellt, ein rechtskräftiger Gesetzesverstoß konnte nicht nachgewiesen werden, aber für E.ON endete das Verfahren mit einem Vergleich. Danach musste sich Konzern von 5 GW an Erzeugungskapazitäten und von seinem Höchstspannungsnetz trennen. Zwar stellten sich dabei im Jahr 2009 erhebliche *Veräußerungsgewinne* ein, die bisherige, auf Beteiligungen und der Integration aller Wertschöpfungsstufen aufbauende Strategie konnte aber nicht beibehalten werden.

Echte Verluste in Höhe von 0,5 Mrd. EUR ergaben sich aber für E.ON aus einem im Jahr 2009 verhängten Bußgeld. Es war das zweithöchste Bußgeld, das die EU-Kommission je ver-

²⁴¹ Vgl. Frankfurter Allgemeine Zeitung, RWE verkauft Thames Water für 11,9 Milliarden Euro, 17.10.2006.

²⁴² Vgl. Handelsblatt, RWE trennt sich von American Water, 18.11.2009.

²⁴³ Vgl. E.ON, Geschäftsbericht 2008, Düsseldorf 2009, S. 26 f.

hängt hatte. Hintergrund waren illegale Gebietsabsprachen zwischen der E.ON-Tochter Ruhrgas und GDF Suez.²⁴⁴

Oftmals wurden die weltweite Expansion, aber auch die nationalen Beteiligungen angesichts eines hervorragenden Ratings auf der einen Seite und einer expansiven Ausschüttungspolitik bei den Gewinnen auf der anderen Seite auch fremdfinanziert. Dies wiederum trug mit zu der hohen Verschuldungsquote der Unternehmen bei, die heute den finanziellen Spielraum für eine Neuausrichtung infolge der Energiewende stark einschränkt.

In den Jahren 2010 und 2011 stellten sich des Weiteren insbesondere bei E.ON und RWE im Gashandelsgeschäft spürbare Ergebnisverschlechterungen ein. Langfristige, an den hohen Ölpreis gekoppelte Lieferverträge u.a. mit Gazprom zwangen die Unternehmen zur Abnahme von Gas zu gegenüber den Spotmärkten deutlich erhöhten Preisen. E.ON bezifferte die Verluste für 2011 mit 0,8 Mrd. EUR.²⁴⁵ Allerdings konnten beide Unternehmen in Nachverhandlungen Zugeständnisse erzielen. Gerade bei E.ON kam im Gasgeschäft erschwerend die Situation auf der Absatzseite des Tochterunternehmens Ruhrgas hinzu. Der Marktanteil von Ruhrgas ist von 60 auf etwa 40 v.H. gefallen, nachdem das Bundeskartellamt die Praxis von Exklusivverträgen mit zahlreichen Stadtwerken als Abnehmer unterbunden hatte.²⁴⁶

Wirtschaftlich nachteilig könnte u.U. auch der über 20 Jahre hinweg ausgehandelte Stromliefervertrag der EnBW mit der Steag aus dem Kraftwerk Walsum 10 sein. Zwar liegen uns keine Informationen über Details vor, aber die Vereinbarung ist zu einem Zeitpunkt geschlossen worden, als sich der nachhaltige Einbruch der Strompreise im Großhandel noch nicht so klar abzeichnete.

Kostspielige Probleme ergaben sich für die Big-4 auch immer wieder mit dem Betrieb bzw. der Errichtung einzelner Kraftwerke. E.ON hatte sich beispielsweise vollkommen verzettelt mit dem neuen Steinkohlekraftwerksblock Datteln 4.²⁴⁷ Bis Ende 2011 hatte der Konzern bereits 1 Mrd. EUR investiert. Eigentlich sollte das Kraftwerk spätestens 2012 ans Netz gehen. Wegen Fehlern im Bau-, Planungs- und Genehmigungsverfahren hatte das Oberverwaltungsgericht Münster zunächst den Bebauungsplan im Jahr 2009 für unwirksam erklärt, im März 2010 schloss sich das Bundesverwaltungsgericht dieser Auffassung an. Hinzu kommen zwi-

²⁴⁴ Vgl. Frankfurter Allgemeine Zeitung, Milliarden-Bußgeld für Eon und GDF, 8.7.2009.

²⁴⁵ Vgl. Handelsblatt, Eon bricht der Gewinn weg, in handelsblatt.com, 9.11.2011.

²⁴⁶ Vgl. Handelsblatt, Deutschlands führendes Energieunternehmen sucht sein Heil im Ausland, 4.5.2011, S. 28.

²⁴⁷ Vgl. E.ON, Geschäftsbericht 2011, Düsseldorf 2012, S. 55.

schenzeitlich gesteigerte umweltrechtliche Auflagen für die Genehmigungsfähigkeit von Kohlekraftwerken, die ebenfalls vor Gericht verhandelt werden. Seitdem laufen im Hintergrund intensive Bemühungen des Unternehmens über die Regional- und die Landespolitik, um doch noch grünes Licht für das Anfahren des Kraftwerks zu erhalten. Das Planungsverfahren ist inzwischen immerhin wieder neu aufgerollt worden.

Auch Vattenfall ist durch einzelne Kraftwerke besonders belastet worden. Das Unternehmen, das erst im Jahr 2002 auf den deutschen Markt kam, hatte von Anfang an zwar weniger Probleme als die anderen Big-4, seine zukünftigen Geschäftsfelder zu „entdecken“, da nach der Gründung zunächst eine Konsolidierung und eine Straffung der internationalen Konzernstruktur im Mittelpunkt stand. Dafür erwiesen sich der Betrieb der AKWs Krümmel und Brockdorf als imageschädlich. Bei mehreren Un- und Störfällen im Juni 2007 leistete sich das Management erhebliche Defizite in der Kommunikation mit der Öffentlichkeit. Nach 18 Tagen „Informationsnebel“ und der Trennung von zwei Top-Managern und dem Vorstandsvorsitzenden Klaus Rauscher bewertete die Süddeutsche Zeitung diese Vorgänge wie folgt: „Erst sollten die Störfälle nicht weiter wichtig gewesen sein. Dann war der Brand am Reaktor Krümmel plötzlich doch ein bisschen problematischer, um sich dann schließlich als erschreckendes Zusammentreffen von Pech, Dummheit und Vertuschung zu erweisen. Mittlerweile ist nicht nur das Ansehen von Vattenfall schwer angeschlagen, sondern das Image der Kernkraft insgesamt.“²⁴⁸ Reputationsschädigend war überdies der in der Bevölkerung ökologisch heftig umstrittene Neubau des Steinkohlekraftwerks Moorburg vor den Toren Hamburgs.

Auch die massiven *Preissteigerungen* des Unternehmens in 2007 verschlechterten hierzulande das Ansehen von Vattenfall. Vor allem lokale Politiker kritisierten, die hohen Preise würden speziell die Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen aus der Region untergraben. „Heute würde ich die HEW nicht mehr verkaufen“²⁴⁹, bekundete beispielsweise der ehemalige Hamburger Bürgermeister Ole von Beust. Der CDU-Politiker beklagt vor allen Dingen, dass die Stadt keinen Einfluss mehr auf die Strompreise und die Investitionen des Unternehmens habe. Ein staatliches Monopol sei „durch ein Quasi-Monopol auf privater Seite ersetzt worden.“ Insofern konnte schon der Beschluss des Hamburger Senates, einen eigenen Versorger „Hamburg Energie“ zu gründen, der ab Herbst 2009 Ökostrom anbieten soll, als Kampfansage an Vattenfall verstanden werden.²⁵⁰ Mittlerweile wurde Ende 2013 mit dem erfolgreichen Volks-

²⁴⁸ Süddeutsche Zeitung, 18 Tage Nebel, 17.07.2007, S. 4

²⁴⁹ Spiegel Online, Beust bedauert Verkauf der HEW an Vattenfall, 12.07.2007.

²⁵⁰ Vgl. Handelsblatt, Stadtwerke drehen gemeinsam auf, 26.05.2009.

entscheid zum Rückkauf des Hamburger Netzes von Vattenfall und zur anschließenden Re-kommunalisierung eine wirklich Plattform dafür geschaffen.

Die vertriebsseitigen Folgen der skizzierten Entwicklungen waren auch ohne dieses letzte einschneidende Ereignis für das EVU fatal. Nach den massiven Preiserhöhungen zum 01.07.2007 und der Pannenserie bei Atomkraftwerken hatte Vattenfall Europe in 2007 rund 250.000 Kunden verloren.²⁵¹ In den ohnehin stark umworbenen Kernmärkten des EVUs, Hamburg und Berlin,²⁵² gingen daraufhin die Marktanteile um jeweils fünf Prozentpunkte zurück.

5.2 Strategische Neuausrichtung

Beim Blick in auf die Gegenwart zeichnen die ehemaligen Platzhirsche der Energiewirtschaft inzwischen selbst ein düsteres Bild. Der Vorstabsvorsitzende von E.ON, Johannes Teyssen, beschreibt dies plastisch mit: „Die Hütte brennt!“²⁵³ RWE-Chef Peter Terium sieht sein Unternehmen durch ein „Tal der Tränen“ gehen und orakelt sogar: "Die Energiewende hat zum ersten Mal deutlich gemacht, es geht auch ohne uns."²⁵⁴

EnBW verkündet dazu stellvertretend für die Big-4: „Die Risikosituation für die gesamte Branche der Energieversorgungsunternehmen verschärft sich seit dem Jahr 2011. Infolge der Energiewende veränderten sich die Rahmenbedingungen für die Energiewirtschaft gravierend. Für den EnBW-Konzern führte dies zu einschneidenden Konsequenzen im operativen Geschäft und zu Belastungen der Ergebnissituation.“²⁵⁵

Die Einschätzung der Konzerne wird von den Finanzmärkten geteilt (vgl. Abb. 33). Von Anfang 2001 bis etwa Ende 2007 entwickelten sich die Aktienkurse der drei Unternehmen, die auch heute noch an der Börse notiert werden, in einer trendmäßigen Aufwärtsbewegung und überdurchschnittlich gut.²⁵⁶ Während der Dax in diesem Zeitraum nur um knapp 19 v.H. zulegen, erwiesen sich die Aktien der großen deutschen Energieversorger als wahre „Stars“ am

²⁵¹ Vgl. Vattenfall Europe, Geschäftsbericht 2007, Berlin 2008, S. 34.

²⁵² Berlin gilt mit über 60 Stromanbietern als der am härtesten umkämpfte Markt in Deutschlands. Vgl. Rede des Vorstandssprechers Hans-Jürgen Cramer auf der Hauptversammlung am 9. August 2007 in Berlin, S. 3.

²⁵³ Teyssen, J. zitiert in: Wirtschaftswoche, So dramatisch steht es um die Zukunft der Energieriesen, vom 12.11.2013.

²⁵⁴ Terium, P., ebenda.

²⁵⁵ Vgl. EnBW, Geschäftsbericht 2012, Karlsruhe 2013, S. 23.

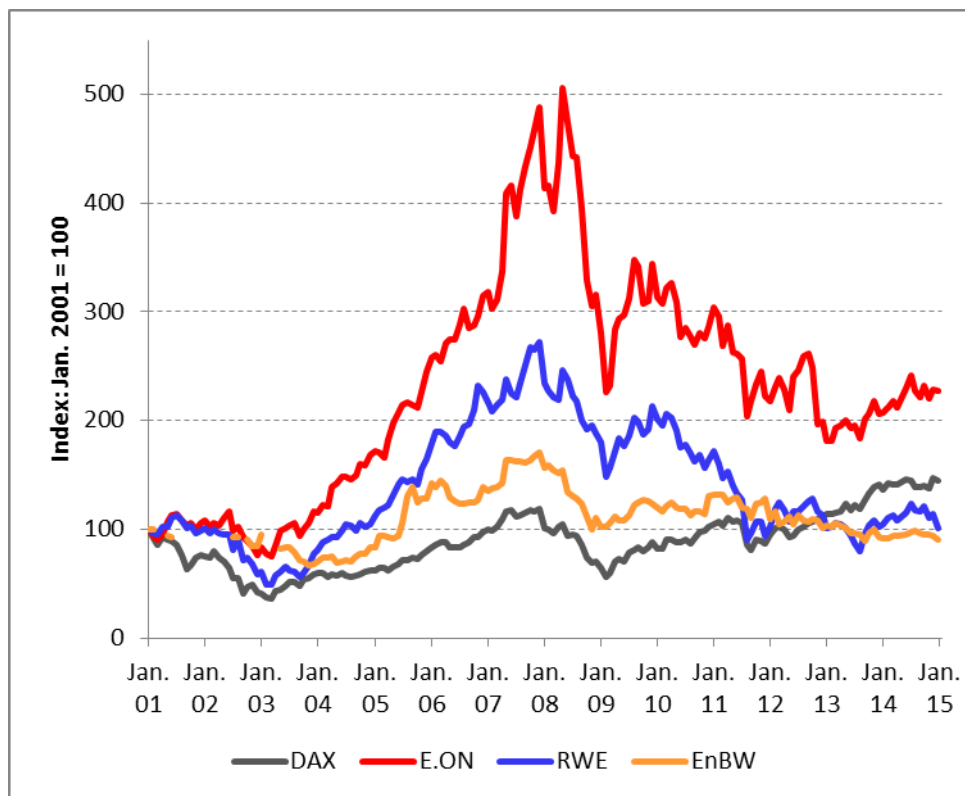
²⁵⁶ Die Vattenfall Europe AG wurde 2012 durch die Neuorganisation des Konzerns auf die Vattenfall GmbH verschmolzen. Dazu wurden vorab die Aktien der Minderheitsaktionäre im April 2008 auf die schwedische Muttergesellschaft Vattenfall AB in einem „Squeeze-Out“ übertragen. Seitdem gibt es keine Börsennotierung für die Vattenfall Europe AG mehr.

Aktienmarkt. Mit einem Plus von fast 400 v.H. avancierte insbesondere die Aktie von E.ON zu einer der Lieblingsaktien am deutschen Markt. Aber auch RWE mit einer Kurssteigerung von 173 v.H. und selbst die EnBW-Aktie mit einem Zuwachs von 71 v.H. entpuppten sich als große Gewinnbringer für die Shareholder. Ab 2008 ging es an der Börse mit den drei Werten aber rapide bergab. Bezogen auf das Ausgangsjahr der Betrachtung liegen die Performance von EnBW und RWE seit Ende 2012 sogar deutlich unter der des Dax. Während der deutsche Leitindex von 2011 bis Ende 2014 um über 44 v.H. zulegte, verbleibt bei RWE ein mageres Plus von 0,7 Prozent und bei EnBW hat sich sogar eine Werteinbuße von 10 v.H. eingestellt. Lediglich die E.ON-Aktie schneidet im Beobachtungszeitraum mit mehr als einer noch verbliebenen Kursverdoppelung besser ab als der deutsche Aktiendurchschnitt.

Dabei wurden die Papiere der drei Versorger das erste Mal in der Finanzmarktkrise überdurchschnittlich stark zur Ader gelassen. Nach einer zwischenzeitlichen Erholung und dem anschließenden Einbruch durch das Ausbrechen der Eurokrise legten zumindest E.ON und EnBW im Laufe des Jahres 2010 nochmals spürbar zu. Hier machten sich einerseits die sich frühzeitig abzeichnende Laufzeitverlängerung der AKWs und andererseits die relativ hohe Bedeutung der AKWs im Erzeugungsportfolio der beiden Unternehmen bemerkbar. Mit der Katastrophe von Fukushima setzte dann auf ohnehin schon stark reduziertem Niveau bei den drei Versorgern ein bis zumindest Ende 2013 anhaltender Abwärtstrend ein. Ausgehend von dem stark ermäßigten Niveau und im Einklang mit der allgemeinen Aktienkursentwicklung haben sich die E.ON- und die RWE-Aktie in 2014 wieder etwas stabilisiert. Bei EnBW hingegen blieb eine nennenswerte Gegenbewegung sogar aus. Die Entwicklung verdeutlicht, dass derzeit auch die Finanzmarktinvestoren die Lage und die nahe Zukunft der drei Konzerne nicht als besonders rosig bewerten. Allerdings hat die Ankündigung von E.ON, sich strategisch vollkommen neu aufzustellen (vgl. S. 238 ff.), zu einem Kursanstieg von 12 v.H. von Mitte November bis Ende Dezember 2014 geführt, während zeitgleich der DAX nur um gut 7 v.H. anzog.

Aus Senkrechtstartern an der Börse sind letztlich aber *Rohrkrepierer* geworden, die, sieht man vom jüngsten E.ON-Vorstoß ab, gegenwärtig die Phantasie der Anleger an den Finanzmärkten nicht mehr anregen. Gegenüber den Höchstständen hat der Marktwert von E.ON 63 v.H., von RWE 55 v.H. und von EnBW 47 v.H. eingebüßt.

Abb. 33: Aktienkursentwicklung börsennotierter Big-4



Um Dividenden und Splits bereinigte Schlusspreise; Monatsanfangswerte.

Quelle: <http://de.finance.yahoo.com> und eigene Berechnungen.

In der Reaktion auf die deutliche Verschlechterung der Geschäftsaussichten lassen sich bei den Big-4 drei allen gemeinsame und nachfolgend zu skizzierende elementare Strategiebausteine identifizieren:

- ➔ eine Kompensationsstrategie,
- ➔ eine Rationalisierungsstrategie
- ➔ und eine Neujustierung von Geschäftsschwerpunkten.

5.2.1 Kompensationsstrategie

Wie in Kap. 5.1 ausführlich gezeigt, sind die Konzerne von der beschleunigten Energiewende ausgerechnet in ihrem Kerngeschäft auf dem falschen Fuß erwischt worden. Insofern gibt es immer wieder Vorstöße aus den Vorstandsetagen, die Energiewende wenigstens in ihrem Tempo zu drosseln oder „mehr Markt“ in das Fördersystem einzubringen.²⁵⁷ Zuweilen werden

²⁵⁷ Vgl. z.B. den gemeinsamen Aufruf von acht großen EVUs in Europa, darunter E.ON und RWE, aus dem Jahr 2013. Sie beklagen Rentabilitätsprobleme in der europäischen Versorgungslandschaft insgesamt und äußern

diese Forderungen dann auch mit dem Hinweis auf die ansonsten angeblich gefährdete Versorgungssicherheit unterlegt.

Abgesehen davon besteht angesichts der Tatsache, mit den über Jahre hinweg aufgebauten und zugleich mit hohen „stranded costs“ verbundenen Strukturen leben zu müssen, ein wichtiger Strategiebaustein der Unternehmensleitungen darin, auf unterschiedlichen Ebenen für einen finanziellen Ausgleich der anstehenden Belastungen bzw. Gewinneinbußen zu kämpfen.

Diese Initiativen fokussieren auf Kompensationsforderungen hinsichtlich:

- ➔ der *Aufkündigung der Laufzeitverlängerung* der AKWs,
- ➔ des sofortigen *Abschaltens* von acht Atommeilern,
- ➔ der Erhebung der *Kernbrennstoffsteuer*,
- ➔ der *Rentabilitätseinbußen* bei fossilen Kraftwerken
- ➔ der finanziellen Belastungen durch das *Standortauswahlgesetz*
- ➔ und den *Rückbau* der AKWs.

5.2.1.1 Kompensationsforderung im Zusammenhang mit der Aufkündigung der AKW-Laufzeitverlängerung

Mit Blick auf die *Suspendierung der Laufzeitverlängerung* von AKWs und das Abschalten von acht Meilern haben E.ON, RWE und Vattenfall Europe *Verfassungsbeschwerde gegen den Ausstiegsbeschluss* eingelegt.²⁵⁸ Vattenfall ist als ausländischer Konzern zusätzlich noch vor das *Internationale Schiedsgericht der Weltbank für Investitionsstreitigkeiten* gezogen. Der schwedische Konzern stützt sich dabei auf die Investitionsschutzregeln des Energiecharta-Vertrags, der investitionsbedingte Eigentumsrechte ausländischer Unternehmen schützt, und entzieht sich damit – wie übrigens schon im Jahr 2009 mit einer Klage im Zusammenhang mit dem Genehmigungsverfahren für das Kohlekraftwerk Moorburg – in einem für die

darin ihre Befürchtung einer dauerhaft nicht mehr zu gewährleistenden Versorgungssicherheit. Vgl. E.ON, Acht führende Energieunternehmen rufen EU-Staats- und Regierungschefs zur Wiederbelebung der europäischen Energiepolitik auf, Pressemitteilung 22.5.2013.

²⁵⁸ Vgl. Handelsblatt, EON verlangt acht Milliarden Euro Schadenersatz, vom 14.6.2012 und Handelsblatt, RWE klagt gegen die Enteignung vom 22.6.2012 und Zeit Online, Vattenfall klagt gegen Atomausstieg, vom 12.7.2012, <http://www.zeit.de/wirtschaft/unternehmen/2012-07/vattenfall-atomausstieg-klage>, zuletzt abgerufen 7.1.2014.

Öffentlichkeit überaus intransparenten Verfahren der stärker regulierten deutschen Rechtsprechung.²⁵⁹

Lediglich das EnBW-Management hat auf eine Klage verzichtet. Ausschlaggebend war hier die Einschätzung, wegen der Eigentümerstrukturen bei EnBW, mit einem Anteil der öffentlichen Hand von 98 v.H., formal gar nicht klagefähig zu sein.²⁶⁰ Obendrein hätte ein solcher Schritt die voll hinter dem Ausstiegsbeschluss stehende grün-rote Regierung des Landes Baden-Württemberg, das einer der beiden Hauptanteilseigner an EnBW ist, brüskiert. Gleichwohl dürfte EnBW wohl insgeheim hoffen, dass seine finanziellen Interessen bei einem entsprechenden Urteil des Bundesverfassungsgerichts, mitbedacht werden.

E.ON bezifferte seine Forderungen, die in einer – bei einem positiven Bescheid des Bundesverfassungsgerichts – sich anschließenden Schadensersatzklage gestellt werden würden, auf 8 Mrd. EUR. Die Forderungen von RWE dürften angeblich in einer Größenordnung von 4 Mrd. EUR liegen. Vattenfall hat gut 3,5 Mrd. EUR eingeklagt.²⁶¹ Zeitweise wurde vor diesem Hintergrund in der Presse darüber spekuliert, dass sich die Ansprüche aller Big-4 auf rund 15 Mrd. EUR beliefen.²⁶²

Im Mittelpunkt der Klagen steht die Auffassung der Klageführer, dass der Gesetzgeber zwar „aus Überzeugung oder Gründen der politischen Opportunität eine Stimmungslage in der Bevölkerung aufgreifen“²⁶³ und den Rechtsrahmen dementsprechend ändern kann.²⁶⁴ Aber immerhin handele es sich bei der Stilllegung bzw. der Laufzeitverkürzung bis zum Jahr 2021 um den Entzug von Eigentum bzw. um eine Verwertungsbegrenzung des Eigentums und damit um einen Eingriff in das durch Art. 14 GG geschützte Eigentum in Form einer Enteignung bzw. einer Neubestimmung des Eigentumsinhaltes. Solche Eingriffe in ein Grundrecht seien zwar möglich. Sie bedürften dann aber einer soliden Begründung unter Berücksichtigung des Verhältnismäßigkeitsprinzips. Im Falle der Enteignung sei zusätzlich ein Gesetz erforderlich, in dem Art und Ausmaß der Entschädigung geregelt werden. Im Falle einer reinen Neubestimmung des Eigentumsinhaltes bedürfe es wenigstens auch einer finanziellen Ausgleichsre-

²⁵⁹ Vgl. Handelsblatt, Vattenfall verklagt Deutschland vom 2.11.2011 und Frankfurter Rundschau, 15 Juristen gegen Demokratie, vom 23.3.2013.

²⁶⁰ Vgl. Spiegel-Online (30.7.2012).

²⁶¹ Vgl. Frankfurter Rundschau, RWE fordert Milliarden vom Bund, 3.3.2013.

²⁶² Vgl. Handelsblatt.com, Weniger Schadenersatz für AKW-Betreiber, 2.9.2013, <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/atomausstieg-weniger-schadenersatz-fuer-akw-betreiber/8726096.html>, zuletzt abgerufen 7.1.2014 und Frankfurter Allgemeine Zeitung, Kernkraftbetreiber fordern 15 Milliarden Euro vom Staat, 12.6.2012.

²⁶³ Moench, C., Verfassungsrechtliche Grenzen des Ausstiegsszenarios, in: Gesellschaft, Wirtschaft, Politik, Heft 3/2011, S. 293.

²⁶⁴ Vgl. ebenda, S. 293 – 295.

gelung. Auch stelle der Politikwechsel einen Eingriff in die durch Art. 12 GG gewährte Berufs- und Gewerbefreiheit der AKW-Betreiber dar.

In diesem Zusammenhang bestreiten die Kläger bereits die Stichhaltigkeit der Begründung für die Rücknahme der Laufzeitverlängerung. Denn im Vorfeld der Laufzeitverlängerung war der Gesetzgeber im Jahr 2010 – auch gestützt auf eine von der Reaktorsicherheitskommission beauftragte und explizit dazu angefertigte Studie – noch zu der Überzeugung gelangt, dass die deutschen AKWs so sicher seien, dass der Schutz der Bevölkerung ein frühzeitiges Abschalten nicht erforderlich mache. Dabei habe sich die Faktenlage in Deutschland durch das Unglück in Fukushima nicht geändert, zumal, so RWE, für die Katastrophe in Japan nicht der Betrieb von AKWs per se sondern nur das Nichteinhalten elementarer Sicherheitsanforderungen (Schutz vor Tsunami-Wellen) ausschlaggebend gewesen sei.²⁶⁵ Derartige Sicherheitslücken bestünden aber hierzulande gar nicht. Insofern habe sich lediglich eine neue Bewertung unveränderter Fakten ergeben. Dabei sei aber fraglich, ob eine reine Neubewertung von Risiken schon ausreicht und verhältnismäßig ist, um derart weitreichende Eingriffe in das Eigentum und die unternehmerischen Freiheitsrechte zu rechtfertigen. Problematisch sei auch, ob der Bundestag in ausreichendem Umfang in den Entscheidungsprozess bei einer derart weitreichenden Frage eingebunden war.²⁶⁶

Aber selbst wenn der Eingriff legitim war, bedürfe es eines finanziellen Ausgleichs. Die Klageführer begründen dies damit, dass Investitionen, die zuletzt noch im Vertrauen auf die Laufzeitverlängerung in den abgeschalteten Kraftwerken getätigt wurden, als „frustrierte Aufwendungen“ nun an Wert verloren hätten. Außerdem verfielen faktisch die Werte der Reststrommengen ungeachtet der Übertragbarkeit, da ein Aufbrauchen aller Kontingente angesichts der fixen Enddaten nicht mehr unbedingt gewährleistet sei.²⁶⁷ Gerade bei Vattenfall sei dies problematisch, da das Unternehmen nach dem Abschalten seiner beiden Meiler Krümmel und Brunsbüttel nur noch über einen 20-prozentigen Minderheitenanteil am AKW Brokdorf verfügt (vgl. auch Tab. 14, S. 151). Hinzu komme mit Blick auf das AKW Krümmel, dass es im Gegensatz zu den anderen sieben sofort stillgelegten Kraftwerken noch verhältnismäßig jung ist und letztlich angeblich nur Opfer seines Rufes als „Pannenreaktor“ wur-

²⁶⁵ Vgl. Handelsblatt, RWE klagt gegen die Enteignung, 22.6.2012.

²⁶⁶ Vgl. Frankfurter Allgemeine Zeitung, Kernkraftbetreiber fordern 15 Milliarden Euro vom Staat, 12.6.2012.

²⁶⁷ RWE-Chef Großmann ging behauptete in diesem Kontext, dass möglicherweise bis zu 60 TWh über die Unternehmensgrenzen hinweg nicht zu verbrauchen seien. RWE-intern bestehe das Problem, 50 TWh nicht selbst verstromen zu können und sie daher zu verlieren oder unter Wert verkaufen zu müssen. Vgl. Handelsblatt.com, FDP löst mit Atom-Bedenken heftigen Koalitionskrach aus, 7.6.2011.

de.²⁶⁸ Darüber hinaus müssten die Rückstellungen für den AKW-Rückbau eher angetastet werden, wodurch der Verzicht auf Zinseinnahmen entstünde. Des Weiteren müssten die E-VUs um ihren eigenen langfristigen Lieferverpflichtungen nachkommen zu können, Strom nun zu höheren Preisen im Großhandel beziehen.

Diese Position der Betreiber ist zwar rechtlich insgesamt umstritten.²⁶⁹ Die Notwendigkeit, sich von Seiten der Regierung der laufenden rechtlichen Auseinandersetzung überhaupt stellen zu müssen, ist letztlich aber erst dadurch zustande gekommen, dass zuvor der von den AKW-Betreibern im Jahr 2000 noch akzeptierte Vertrag zum Atomausstieg wegen der zwischenzeitlichen Laufzeitverlängerung hinfällig wurde.

Zu klären sind im laufenden Rechtsstreit nun nicht nur die Frage der Stichhaltigkeit der Begründung, die Frage, inwieweit der Verhältnismäßigkeitsgrundsatz gewahrt wurde, sondern auch inwieweit durch den Wiederausstieg der Vertrauensschutz von Investoren überhaupt gebrochen wurde, zumal diese angesichts der politischen Debatte bei wechselnden Mehrheiten ohnehin mit einem Kippen des Beschlusses hätten rechnen können. Und selbst wenn der Vertrauensschutz gebrochen wurde, müsste überprüft werden, ob *nach* dem Vertragsschluss und *wegen* des Vertragsschlusses wirklich so viele Investitionen in AKWs bereits getätigt wurden. Außerdem ist zu hinterfragen, inwieweit es sich überhaupt um eine Enteignung bzw. eine ausgleichspflichtige Änderung der Inhaltsbestimmung des Eigentums handelt. Dabei geht es auch darum, ob Reststrommengen einen verfassungsmäßig schützenswerten Vermögensgegenstand darstellen, der zu einem Entschädigungsanspruch führen könnte, oder ob nicht nur die Atommeiler selbst einen schützenswerten Eigentumswert darstellen. Falls die Reststrommengen von den Verfassungsrichtern als schützenswert angesehen werden, muss ferner entschieden werden, auf welche Reststrommengen sich dieser Schutz überhaupt bezieht: ob auf die vor oder nach der zwischenzeitlichen Laufzeitverlängerung.

Aber selbst wenn sich am Ende die Atomkonzerne mit ihrer Auffassung vor Gericht behaupten können, ist bereits jetzt festzuhalten, dass die jüngste Strompreisentwicklung im Großhandel auch die von den Konzernen ursprünglich angesetzte Schadenssumme merklich entwertet. Dem Handelsblatt zufolge hatten die RWE-Anwälte bei deren Bemessung noch für 2011 bis 2020 mit einem Strompreis von 58 EUR/MWh und für 2021 bis 2035 von 72 EUR/MWh kal-

²⁶⁸ Vgl. Frankfurter Rundschau, RWE fordert Milliarden vom Bund, 3.3.2013.

²⁶⁹ Vgl. Eckart, F., Der Atomausstieg vor dem BVerfG: Vertrauen der Energiekonzerne schon lange löchrig, in: Legal Tribune Online, 30.1.2013.

kuliert.²⁷⁰ Gegenwärtig liegt der Preis an der Börse aber deutlich unter 35 EUR/MWh (vgl. Abb. 19). Hinzu kommt, dass die frühere Mobilisierung der Rückstellungen für den Abriss der AKWs in Anbetracht weiterhin niedriger Zinsen u.U. weniger finanzielle Einbußen verlangt, als damals kalkuliert. Insofern dürften inzwischen die Ansprüche der Big-4, falls sie sich denn überhaupt als berechtigt herausstellen, in Summe eher nur noch im einstelligen Milliardenbereich liegen (vgl. S. 143).

5.2.1.2 *Kompensationsforderung im Zusammenhang mit dem sofortigen Abschalten von AKWs*

Hinsichtlich der angeordneten *sofortigen Stilllegung* von acht AKWs im Zuge des Moratoriums wird ebenfalls ein Rechtsstreit geführt. RWE hatte hier mit der Begründung gegen die Hessische Landesregierung geklagt, das Land habe formale Fehler begangen. So wurde eine vorherige Anhörung von RWE versäumt, außerdem habe eine Rechtsgrundlage gefehlt und die Anordnung, die Reaktoren Biblis A und B vorübergehend abzuschalten, sei unverhältnismäßig gewesen. Im Januar 2014 hat RWE vor dem Bundesverwaltungsgericht endgültig Recht erhalten. Der Konzern hat anschließend im August 2014 eine zivilrechtliche Klage vor dem Landgericht Essen gegen das Land Hessen und die Bundesregierung auf Schadenersatz in dreistelliger Millionenhöhe eingereicht.²⁷¹ E.ON hat daraufhin ebenfalls Klage gegen die Bundesländer Bayern und Niedersachsen sowie gegen den Bund eingereicht.²⁷² Das Unternehmen bezifferte seine Forderung für die unmittelbare Abschaltung der Kraftwerke Unterweser und Isar 1 im Zuge des Moratoriums auf ca. 380 Mio. EUR.

5.2.1.3 *Kompensationsforderung im Zusammenhang mit der Kernbrennstoffsteuer*

Die Erhebung der *Kernbrennstoffsteuer* war von der einseitigen Aufkündigung des „Förderfondsvertrags“ durch die Bundesregierung nicht betroffen. Die Steuer wurde damals zwar implizit als belastendes Element im Verhandlungsprozess berücksichtigt, ihr Einziehen in das Verhandlungsergebnis wurde aber von der Bundesregierung ausdrücklich in der Vereinbarung als vertragsunabhängig erklärt, während die beteiligten EVUs ebenfalls explizit im Vertrag Zweifel an der Verfassungsmäßigkeit und der europarechtlichen Zulässigkeit der Steuer dokumentierten.

²⁷⁰ Vgl. Handelsblatt.com, Weniger Schadenersatz für AKW-Betreiber, 2.9.2013, <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/atomausstieg-weniger-schadenersatz-fuer-akw-betreiber/8726096.html>, zuletzt abgerufen 7.1.2014.

²⁷¹ Vgl. RWE, Bericht über die ersten drei Quartale 2014, Essen 2014, S. 8.

²⁷² Vgl. E.ON, Zwischenbericht III/2014, Düsseldorf 2014, S. 22.

Ein wichtiges juristisches Argument war dabei, dass eine doppelte Besteuerung sowohl des Brennstoffs als auch des damit erzeugten Stroms nach europäischem Recht nicht erlaubt sei.²⁷³ Nach deutschem Recht hingegen sei eine Verbrauchsteuer, die wie eine Ertragsteuer wirke, nicht zulässig.²⁷⁴

Nachdem E.ON und RWE vor den *Finanzgerichten* in Eilverfahren zunächst Recht erhalten hatten, hob in zwischenzeitlich der Bundesfinanzhof die Urteile auf. Zugleich setzte er damit die Stundung der Steuer aus und verwies die abschließende Klärung der Rechtmäßigkeit an das *Bundesverfassungsgericht*.²⁷⁵ Im Dezember 2013 hat dann allerdings ein Hamburger Finanzgericht Zweifel an der *europarechtlichen* Zulässigkeit der Steuer artikuliert und den EuGH zwecks Klärung grundsätzlicher Fragen eingeschaltet. Im April 2014 hatte dann das Gericht sogar die vorläufige Rückerstattung der bisherigen Zahlungen in Höhe von 1,7 Mrd. EUR an E.ON beschlossen.²⁷⁶ Auch RWE erhielt vorläufig nach einem Beschluss des Finanzgerichts Hamburg seine Kernbrennstoffsteuer für das Kraftwerk Emsland zurück.²⁷⁷ Daraufhin hat Ende November 2014 der Bundesfinanzhof in einem Beschwerdeverfahren entschieden, dass die Steuer nun doch vorläufig gezahlt werden müsse.²⁷⁸ Ohne sich in der Sache selbst zu äußern, hielten es die Richter in einer Abwägungsentscheidung für wichtiger dem Geltungsanspruch des Gesetzes und nicht den Interessen der Kraftwerksbetreiber Rechnung zu tragen.

Sollte die Steuer auf dem Rechtsweg noch gestoppt werden, könnten die Big-4 sich Hoffnungen auf eine endgültige Zurückerstattung in Höhe von bislang über 4 Mrd. EUR machen.²⁷⁹

5.2.1.4 Kompensationsforderung im Zusammenhang mit Rentabilitätseinbußen fossiler Kraftwerke

Bezogen auf die *fossilen Kraftwerkskapazitäten* werden ebenfalls Ausgleichszahlungen gefordert. Angesichts des Merit-Order-Effektes hat die Rentabilität von GuD- und Kohlekraftwerken deutlich gelitten. Gerade veraltete Anlagen mit niedrigen Wirkungsgraden und ent-

²⁷³ Vgl. Handelsblatt.com, Juristen sehen Energiekonzerne im Recht, 1.6.2011.

²⁷⁴ Vgl. FAZ, Energieversorger rüsten sich gegen Brennstoffsteuer, 11.6.2011.

²⁷⁵ Vgl. Bundesfinanzhof (2012).

²⁷⁶ E.ON, E.ON begrüßt die Entscheidung des Hamburger Finanzgerichts, Pressemitteilung 14.4.2014.

²⁷⁷ Vgl. RWE, Bericht über die ersten drei Quartale 2014, Essen 2014, S. 23.

²⁷⁸ Vgl. Juris.de, Kernbrennstoffsteuer: Kein vorläufiger Rechtsschutz für Kernkraftwerksbetreiber, Entscheidungsdatum 25.11.2014, Erscheinungsdatum 23.12.2014.

²⁷⁹ Vgl. Fußnote 183, S. 142 und Die Welt, Bund droht Milliarden-Zahlung an Atomkonzerne, <http://www.welt.de/wirtschaft/article122049584/Bund-droht-Milliarden-Zahlung-an-Atomkonzerne.html>, 19.11.2013, zuletzt abgerufen, 23.12.2012.

sprechend hohen Grenzkosten rechnen sich nicht mehr. Frank Mastiaux stellt als Vorstandsvorsitzender des Energieriesen aus Karlsruhe heraus, „dass alle konventionellen Kraftwerke von EnBW rote Zahlen schreiben, ausgenommen die Atomkraftwerke.“²⁸⁰ Zugleich beklagt er: „Man muss sich das vorstellen, dass in einem fossilen Kraftwerk, das nur einige hundert Stunden im Jahr läuft, gut 300 Beschäftigte das ganze Jahr praktisch kaum oder gar nichts zu tun haben“. Das führt nicht nur zu großer Unzufriedenheit in der Belegschaft. Auch Ingenieure verspüren kaum noch den Drang, sich bei EnBW zu bewerben. In leer laufenden Kraftwerken will keiner seine Berufslaufbahn einschlagen.“²⁸¹

Angesichts der zunehmenden Schwierigkeiten, die Übertragungsnetze zu stabilisieren, ist in diesem Zusammenhang aber der § 13 a EnWG in 2012 neu in das Gesetz aufgenommen worden. Kraftwerksbetreiber müssen nun ein Jahr vor einer geplanten Stilllegung von Stromerzeugungsanlagen ab 10 MW den zuständigen Übertragungsnetzbetreiber und die Bundesnetzagentur von dem Vorhaben unterrichten. Bei einer *Bedrohung der Netzstabilität durch die Stilllegung* kann die Netzagentur auf Antrag des Übertragungsnetzbetreibers sogar die Abschaltung von Anlagen ab 50 MW *untersagen*. In der Phase von der ursprünglich geplanten bis zur endgültigen Abschaltung kann der Übertragungsnetzbetreiber gegen eine angemessene Vergütung der Wirk- und Blindleistungseinspeisung weiterhin auf die Leistungen des Kraftwerks zurückgreifen. Die damit verbundenen Kosten werden auf die Netzentgelte umgelegt.

Allerdings stellen die Big-4 in den Verhandlungen mit der Bundesnetzagentur Nachforderungen. EnBW beispielsweise hält die gesetzlich festgelegte *Ausgleichszahlung* für das angeordnete Bereithalten von zur Stilllegung beantragten Kraftwerken für unzureichend und streitet sich diesbezüglich über einen „zweistelligen Millionenbetrag“.²⁸² Ohnehin hält der EnBW-Vorstandsvorsitzende Mastiaux den in seinen Augen legeren Umgang der Politik mit der Rentabilitätsproblematik hinsichtlich der Versorgungssicherheit für einen „Ritt auf der Rasierklinge“.²⁸³

Des Weiteren sind zumindest E.ON und RWE, unter Führung des E.ON-Chefs Teyssen in eine groß angelegte Gegenoffensive zur Position des Bundeswirtschaftsministers gegangen,

²⁸⁰ Mastiaux, F. zitiert in: Wirtschaftswoche, So dramatisch steht es um die Zukunft der Energieriesen, 12.11.2013.

²⁸¹ ebenda.

²⁸² Vgl. Die Welt, Energiewende lässt Gewinn bei EnBW weiter bröckeln, 7.3.2014.

²⁸³ Vgl. Mastiaux, F. zitiert in: Manager Magazin, „Ritt auf der Rasierklinge“, Vorabdruck 22.1.2015, <http://www.manager-magazin.de/politik/deutschland/enbw-chef-kritisiert-regierung-massiv-a-1014016.html>, zuletzt abgerufen 26.1.2015.

der aufbauend auf den Erkenntnissen des Grünbuchs Kapazitätsmärkten im Januar 2015 recht kategorisch eine Absage erteilte (vgl. S. 52). In Erwiderung darauf stellte Teyssen heraus, dass Kapazitätsmärkte zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Anbetracht der Wirtschaftlichkeitsdefizite traditioneller Kraftwerke unverzichtbar seien.²⁸⁴ Dabei bedürfe es nach Einschätzung der Befürworter von Kapazitätsmärkten über die jetzt schon möglichen Einzelfallentscheidungen der Bundesnetzagentur bei Reservekraftwerken hinaus Anreize zur Vorrhaltung von Kapazitäten im großen Stile und mit einem größeren Automatismus.

Bezogen auf die Positionierung des Bundeswirtschaftsministers betonte Teyssen die aus seiner Sicht nicht zu leugnende Alternativlosigkeit: „Der Kapazitätsmarkt wird kommen. (...) Ich glaube, die Diskussion um überzeugende Konzepte hat erst begonnen. Und Herr Gabriel hat ja auch nicht den Anspruch der päpstlichen Unfehlbarkeit.“²⁸⁵ Ausschlaggebend für seine Position sei – abgesehen davon, dass das Grünbuch die Überschusskapazität überschätze –, „dass der Markt gar nicht mehr die richtigen Preissignale geben kann. Wenn wir nicht eingreifen, werden Kraftwerke am falschen Ort und zur falschen Zeit stillgelegt.“²⁸⁶ In ähnlicher Form forderte auch der stellvertretende Vorstandsvorsitzende von RWE, Rolf Martin Schmitz: „Wir brauchen ganz klar einen Kapazitätsmarkt.“²⁸⁷

Interessanterweise hat sich Tuomo Hatakka als Vorsitzender der Geschäftsführung von Vattenfall gegen die Einführung von Kapazitätsmärkten ausgesprochen. Er setzt stattdessen auf das Energy-Market-Only-Konzept.²⁸⁸ Möglicherweise spielt hierbei neben einer inneren Überzeugung auch die Überlegung eine Rolle, dass Vattenfalls Kraftwerke in Deutschland vergleichsweise effizient und daher recht weit vorne in der Merit-Order platziert sind (vgl. Kap. 5.1.3.6). Insofern besteht hier vielleicht auf der einen Seite seltener das Problem der Unterauslastung und dafür aber auf der anderen Seite die Chance, bei exorbitanten Preissteigerungen im Energy-Only-Market spürbar abkassieren zu können.

²⁸⁴ Vgl. Handelsblatt, Eon schlägt zurück, 21.1.2015 und Teyssen, J. in: Handelsblatt, „An der Wahrheit festhalten“, 21.1.2015. Bereits zuvor schon plädierte Teyssen für die Einführung eines Kapazitätsmarktes, da er das Energy-Only-Konzept wegen der dabei eintretenden exorbitanten Preisausschläge nicht für „gesellschaftsverträglich“ hält. Vgl. Spiegel Online, E.on-Chef: Teyssen hält Atom- und Kohlestrom für kaum profitabel, 18.3.2014, <http://www.spiegel.de/wirtschaft/soziales/e-on-chef-teyssen-haelt-atom-und-kohlestrom-fuer-kaum-profitabel-a-958458.html>.

²⁸⁵ Teyssen, J. in: Handelsblatt, „An der Wahrheit festhalten“, 21.1.2015.

²⁸⁶ ebenda.

²⁸⁷ Schmitz, R. M., zitiert in: Handelsblatt, Eon schlägt zurück, 21.1.2015. Unterstützt wird er von seinem Vorstandskollegen, Bernhard Günther, der sich dafür aussprach, ebenso wie Frankreich und Großbritannien einen breit angelegten Kapazitätsmarkt auch in Deutschland einzuführen. In Großbritannien habe sich RWE dabei bereits gut aufgestellt. Vgl. Westfälische Nachrichten, Stromriesen schielen ins Ausland, 14.11.2014.

²⁸⁸ Vgl. Handelsblatt, Mehr Markt, weniger Kosten, 8.4.2014.

Damit ziehen die Big-4 hier bislang nicht – wie damals bei der Kampagne zur AKW-Laufzeitverlängerung – an einem Strang. Angesichts des überdies stark abgekühlten Verhältnisses zwischen den Big-4 und der Regierung sowie der klaren Positionierung des Bundeswirtschaftsministers erscheint die Ausgangsposition zum Durchsetzen einer Kapazitätsmarktlösung denkbar ungünstig. Allerdings können sich die Befürworter im Lager der Big-4 im Unterschied zum damaligen Vorstoß zur Laufzeitverlängerung einer breiten Unterstützung von Seiten der Stadtwerke sicher sein. In diesem Sinne bestätigte der Trianel-Geschäftsführer Sven Becker: „Eon und Stadtwerke stehen jetzt an einer Seite.“²⁸⁹ Überdies besteht bei den Protagonisten die Hoffnung, dass notfalls die EU-Kommission das Schaffen von Kapazitätsmärkten durchsetzen werde. Vollkommen zugeschlagen scheint in dieser Gemengelage die Tür zur Politik jedenfalls noch nicht, zumal der zuständige Staatssekretär im Bundeswirtschaftsministerium, Rainer Baake, beschwichtigend schon erklärte, dass das Design des zukünftigen Energiemarktes noch nicht endgültig festliege.²⁹⁰

Was allerdings inzwischen öffentlich nicht mehr diskutiert wird, ist der Vorschlag, Kraftwerke in eine staatliche nationale Betreibergesellschaft einzubringen.²⁹¹

5.2.1.5 Kompensationsforderung im Zusammenhang mit dem Standortauswahlgesetz

Widerstand von Seiten der AKW-Betreiber zeichnet sich auch im Zusammenhang mit dem *Standortauswahlgesetz* ab, das im Juli 2013 in Kraft getreten ist. Nachdem lange Zeit und viel Geld in die Erkundung des Salzstocks „Gorleben“ als Endlager für hochradioaktiven Abfall investiert wurden, hatte sich die damalige Bundesregierung nach zähen Verhandlungen mit den Bundesländern darauf verständigt, die Suche nach einem Endlager nun ergebnisoffen weiter zu führen. Hintergrund waren auch die Erfahrungen mit dem Salzstock Asse, in dem schwachradioaktiver Müll eingelagert war. Vollkommen unerwartete Undichtigkeiten führten dazu, dass Abfälle zurückgeholt werden müssen und die Anlage stillgelegt wird. Mit dem Standortwahlgesetz wird in den § 21 ff. die Finanzierung der Kosten für den möglicherweise neuen Endlagerstandort den Abfallverursachern über eine Umlage auferlegt. Die Kosten dürften in einer Größenordnung von über 2 Mrd. EUR liegen. E.ON hält diese Regelung nicht für verfassungskonform, solange kein endgültiger Nachweis für die Untauglichkeit des Salzstocks Gorleben erbracht wurde.²⁹² E.ON hat angekündigt, gegen die entsprechenden Kosten-

²⁸⁹ Becker, S., zitiert in: Handelsblatt, Eon schlägt zurück, 21.1.2015.

²⁹⁰ Vgl. Handelsblatt, Eon schlägt zurück, 21.1.2015.

²⁹¹ Vgl. Wirtschaftswoche Online, IG BCE will nationale Gesellschaft für Steinkohlekraftwerke, 23.2.2014.

²⁹² Vgl. E.ON, Zwischenbericht III/2014, Düsseldorf 2014, S. 21.

bescheide ebenso vorzugehen wie gegen die ebenfalls im Gesetz vorgesehene Verpflichtung, Atommüll aus Wiederaufbereitungsanlagen in La Hague und Sellafield in standortnahen, kraftwerkseigenen Zwischenlagern unterzubringen. Auch RWE geht gegen die zuletzt genannten Mehrkosten gerichtlich vor.²⁹³

5.2.1.6 Kompensationsforderung im Zusammenhang mit dem AKW-Rückbau

Thematisiert wurde zwischenzeitlich auch der von den Betreibern zu stemmende *Rückbau der AKWs*. Hierbei geht es nicht nur um die acht im Zuge des Moratoriums schon stillgelegten und die neun noch laufenden Kernkraftwerke, sondern auch um zwölf weitere, zuvor schon außer Betrieb genommene nukleare Anlagen.²⁹⁴

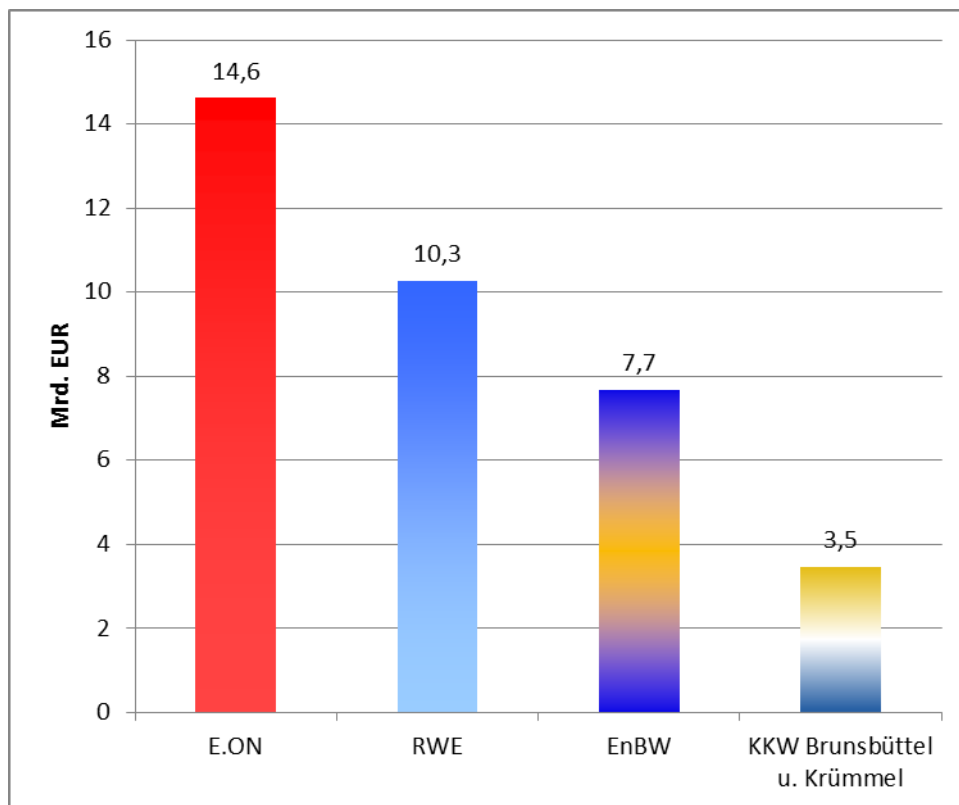
Die Anträge zum Rückbau der acht stillgelegten AKWs sind bereits eingereicht und werden nun im Genehmigungsverfahren überprüft. Dabei zeichnet sich das Verfahren des kompletten, sofortigen Rückbaus ab, das ab der Genehmigung, für deren Bewilligung mit rund vier Jahren gerechnet wird, etwa 10 bis 15 Jahre dauern werde.²⁹⁵ Pro Meiler dürften hierbei mindestens Kosten in Höhe von 0,7 bis 1 Mrd. EUR anfallen. Zwar sind hierfür von den Energiekonzernen Rückstellungen gebildet worden (vgl. Abb. 34). Diese Rückstellungen liegen aber nicht zur jederzeitigen Verfügbarkeit „auf der hohen Kante“, sondern wurden aus den vergangenen Umsätzen zurückgehalten, dann als Verbindlichkeiten verbucht und als Form der Innenfinanzierung der Unternehmen eingesetzt, so dass diese Mittel investiv bis zu ihrer Mobilisierung für den Rückbau und die Entsorgung gebunden sind.

²⁹³ Vgl. RWE, Bericht über die ersten drei Quartale 2014, Essen 2014, S.10.

²⁹⁴ Vgl. Wirtschaftswoche, Genügend Polster für Jahrzehnte, 19.5.2014, S. 42 – 47.

²⁹⁵ Die Abrissdauer bezieht sich auf das Verfahren des sogenannten „Sofortigen Rückbaus“, bei dem die Brennelemente nach der Stilllegung zunächst in einem Abklingbecken über 5 Jahre gelagert werden, bevor sie anschließend in Castorbehältern zwischen- bzw. endgelagert werden. In der Zwischenzeit kann mit der Dekontaminierung und dem schrittweisen Abriss des Gebäudes und der Anlagen begonnen werden. Im alternativen Verfahren des so genannten „sicheren Einschlusses“ wären zunächst alle Brennelemente und radioaktiven Teile entfernt worden. Anschließend wäre das Reaktorgebäude bis zum Abklingen der Radioaktivität versiegelt worden. Das Verfahren würde sich über 20 bis 30 Jahre hinziehen. Vgl. Handelsblatt.com, Abriss von AKW Biblis soll 1,5 Milliarden kosten, 21.10.2011 und Wiwo.de, Kraftwerk Brunsbüttel soll abgerissen werden, 1.11.2012.

Abb. 34: Rückstellungen für Rückbau und Entsorgung der AKWs



Quelle: BMWi.²⁹⁶

Angesichts der wirtschaftlichen Probleme der Big-4 und des nun frühzeitig anstehenden Rückbaus, der vorzeitigen Entsorgung der Brennstäbe sowie des frühzeitigeren Rückgriffs auf die Rückstellungen gab es nach Informationen des Handelsblatts (6.10.2011) schon im Jahr 2011 einen von der Investmentbank Lazard entwickelten und angeblich mit wenigen Politikern bereits abgestimmten „Geheimplan“, der an die Abwicklung der Folgekosten des Bergbaus in der RAG angelehnt sei. Die Idee war demnach, die AKWs in eine *staatliche Stiftung* einzubringen. Die Stiftung sollte dann wie eine „Bad Bank für AKWs“ fungieren und die Einnahmen aus dem Betrieb bis 2022 erhalten. Deren Barwert wurde damals auf 15 Mrd. EUR beziffert. Im Gegenzug würde die Stiftung die Risiken aus dem Rückbau sowie die Entsorgung des Atommülls mit bilanzentlastender und damit bonitätssteigernder Wirkung an den Finanzmärkten übernehmen. Der Barwert dieser Aufwendungen betrüge rund 28 Mrd. EUR. Der Unterschiedsbetrag von 13 Mrd. EUR sollte über Schuldscheine beglichen werden, welche die EVUs durch Investitionen in EE ablösen können. Gegengerechnet werde ihnen dabei

²⁹⁶ Vgl. BMWi, Antwort des Parlamentarischen Staatssekretärs Uwe Beckmeyer vom 2.4.2014, Hrsg. Deutscher Bundestag, Drucksache 18/1041, Berlin 2014, S.3. Die Rückstellungen der zuvor von Vattenfall betriebenen AKWs Brunsbüttel und Krümmel, die sich im gemeinschaftlichen Eigentum von E.ON und Vattenfall befinden, sind in der Bilanz der Kernkraftwerk Brunsbüttel GmbH & Co. oHG bzw. der Kernkraftwerk Krümmel GmbH & Co. oHG eingestellt.

der Investitionsanteil, der nach aktuellem Technikstand als unwirtschaftlich gilt. Die Meldung ist zwar damals in mehreren Presseorganen veröffentlicht worden, lange Zeit wurde das Thema dort aber nicht mehr aufgegriffen.

Das änderte sich im Mai 2014. Die Presse hatte damals erfahren, dass bereits im Februar und März, insbesondere wohl von E.ON und RWE, die Diskussion über die Atomstiftung in vertraulichen Gesprächen mit der Regierung neu angestoßen worden ist. Verhandlungsgrundlage nun ist nach einem Bericht des Handelsblatts der Vorschlag der Konzerne, ihre Rückstellungen von rund 36 Mrd. EUR in den Fonds „Sondervermögen Kernenergie“ einzubringen. Sollten die tatsächlichen Kosten hinterher über diesen Betrag hinausgehen, sollen sich der Staat und die Betreiber den Nachschussbetrag je zur Hälfte teilen. Im Gegenzug würden die Big-4 ihre zuvor beschriebenen Klagen im Zusammenhang mit der Energiewende zurückziehen.

Aus Sicht der Big-4 wären die Rückstellungen zwar zumindest zu einem Teil durch Auflösen kurzfristiger Forderungen schnell mobilisierbar, auch wenn dies einen Bruch in der Finanzstrategie der Unternehmen verursachte.²⁹⁷ Außerdem sind die Rückstellungen in ihrer Höhe im Vergleich zu den prognostizierten Kosten angemessen. Nach einer Studie von Greenpeace muss insgesamt in einer „mittleren Best-Guess-Schätzung“ mit Kosten von 34 Mrd. EUR gerechnet werden.²⁹⁸ Die Beurteilung der Angemessenheit bezieht sich aber eben nur auf eine Punktschätzung. In Wirklichkeit ist das Unsicherheitsspektrum sehr hoch. In unterschiedlichen Szenarien wird in der Greenpeace-Studie eine Spanne von 25 bis 43 Mrd. EUR für möglich gehalten. Vereinzelt wird aber auch ein Betrag von über 60 Mrd. EUR nicht ausgeschlossen.²⁹⁹ Insofern geht es den Big-4 nicht darum, sich von den heute absehbaren Kosten komplett loszusagen, sondern darum, die Risiken, dass die Kalkulation in Zukunft nicht aufgehen wird, teilweise zu sozialisieren.

Aus Sicht des Staates ist das Angebot äußerst ambivalent einzuschätzen. Ordnungspolitisch ist eine (Teil-)Sozialisierung der Risiken abzulehnen: Wer in der Vergangenheit – wie selbstverständlich – die hohen Gewinne aus dem Betrieb der AKWs eingefahren hat, muss nun – ebenfalls wie selbstverständlich – auch für die Kehrseiten des Geschäftes uneingeschränkt geradestehen. Rein pragmatisch ergibt sich jedoch ein anderes Bild. Erstens ist es eine Frage zu welchem „Preis“ das Risiko verlagert wird. Getauscht werden sollen dabei die Risiken der

²⁹⁷ Vgl. Wirtschaftswoche, Genügend Polster für Jahrzehnte, 19.5.2014, S. 42 – 47.

²⁹⁸ Vgl. Meyer, B./Fuhrmann, T., Rückstellungen für Rückbau und Entsorgung im Atombereich, Hrsg. Greenpeace, Hamburg 2012.

²⁹⁹ Vgl. Wirtschaftswoche, Genügend Polster für Jahrzehnte, 19.5.2014, S. 42.

Unterabsicherung durch die Rückstellungen gegen die Prozessrisiken des Staates. Zweitens ist zu berücksichtigen, dass sich der Rückbau über Jahrzehnte hinziehen wird, die einstigen Energieriesen aber wirtschaftlich ins Taumeln geraten sind. Sollten sie dabei tatsächlich insolvent werden, wären die Rückstellungen nicht mehr mobilisierbar³⁰⁰ und der Staat müsste dann komplett für die noch nicht bewältigten Rückbauaufgaben aufkommen. Insofern wäre in einen „Deal“ auch noch das Insolvenzrisiko der Big-4 mit zu berücksichtigen.

Anders als bei der damaligen Kampagne zur Laufzeitverlängerung der AKWs war der Vorstoß der Big-4 zur Atomstiftung wenig professionell vorbereitet worden, zumal die Tatsache, dass überhaupt darüber Gespräche geführt wurden, auch ungeplant durchgesickert ist.³⁰¹ Zudem geben sich EnBW und Vattenfall an der Seite der starken Protagonisten E.ON und RWE eher recht zurückhaltend. Mit Blick auf die Öffentlichkeitswirkung ist ein wahrer „Shit-Storm“ losgetreten worden, weil insgesamt – auch eingedenk der Rolle der vier Großkonzerne in der Vergangenheit – der Eindruck erweckt wurde, hier werde wieder hinter den Kulissen ein Deal geplant, der den Big-4 Riesenvorteile zu Lasten der Gesellschaft einräume. Mittlerweile befürwortet aber nach einer Meinungsumfrage von Forsa 57 v.H. der Bevölkerung eine Stiftungslösung.³⁰² Im Hintergrund schwelt die Diskussion, insbesondere auch nach der Ankündigung E.ONs, das konventionelle Kraftwerksgeschäft abzustoßen (vgl. S. 238), weiter. Bundeskanzlerin Merkel betonte in diesem Sinne: „Über das Thema werden wir noch viele Gespräche führen.“³⁰³

5.2.2 Rationalisierungsstrategie

Bereits im Vorgriff auf die Liberalisierung und im Zuge ihrer Einführung hatten die EVUs nachhaltige Rationalisierungsprogramme aufgelegt. Infolgedessen konnten insbesondere in Verbindung mit einem Personalabbau massive Produktivitätssteigerungen mobilisiert werden. Damals konnten diese Maßnahmen vor dem Hintergrund einer gesteigerten internen Verteilungsmasse noch weitgehend harmonisch mit der Belegschaft und ihren Interessenvertretern auf den Weg gebracht werden. Der Personalabbau wurde sozialverträglich unter Verzicht auf betriebsbedingte Kündigungen gestaltet, der „goldene Handschlag“ für ältere Beschäftigte

³⁰⁰ Dies gilt umso mehr, als sich die SPD im Koalitionsvertrag nicht mit der Forderung durchsetzen konnte, dass die Betreiber ihre Rückstellungen aus den Bilanzen auslagern und in einen Fonds einzahlen. Vgl. Handelsblatt, Das Atom-Angebot, 23.5.2014.

³⁰¹ Vgl. Handelsblatt, Bürger sind für Atomfonds, 5.8.2014.

³⁰² Vgl. Handelsblatt, Bürger sind für Atomfonds, 5.8.2014.

³⁰³ Merkel, A., zitiert in: Handelsblatt, Das Atom-Angebot, 23.5.2014.

war keine Seltenheit. Der verbliebenen Belegschaft wurde zudem ein Teil des Wertschöpfungszuwachses zugestanden, wenngleich der Löwenanteil daran an die Shareholder ging.

Nun erhält der Verteilungskonflikt – wie von uns bereits vor drei Jahren vorhergesagt³⁰⁴ – jedoch eine gänzlich neue Dimension (vgl. Kap. 4.3). Angesichts der Ökostromkonkurrenz, der gestiegenen und nicht voll überwältigten Vorleistungskosten und einer Belebung des Wettbewerbs, bei der – vermittelt über den Stromgroßhandel – zunehmend auch die Kunden in den Genuss der gesteigerten Produktivität kommen, schrumpft die interne Verteilungsmasse bei den Big-4. Bei RWE ließ sich sogar – sehr zum Leidwesen der beteiligten Kommunen – eine Dividendenkürzung in 2014 nicht verhindern. Dadurch steigt von Seiten der Shareholder der Druck auf das Management enorm an. Sie werfen den Führungsetagen Versagen im Umgang mit den Erfordernissen der Energiewende vor. So beanstandeten die an RWE beteiligten bzw. die von RWE Strom beziehenden Kommunen im Kommunalbeirat von RWE bereits im Sommer 2011, der Konzern habe unter der Leitung von Großmann auf die Energiewende immer nur als Getriebener reagiert, aber selbst keine aktive Rolle übernommen.³⁰⁵

Unter der Erwartung der bislang verwöhnten Shareholder stehend werden nun von den Unternehmensleitungen schnelle Restrukturierungserfolge erwartet. Dabei reagiert das Management zweigleisig: Einerseits wird eine allenfalls langfristig wirkende Neuausrichtung bzw. eine Neugewichtung von Schwerpunkten angestrebt. Lediglich E.ON hat sich dabei jüngst eine Radikalkur verschrieben. (vgl. Kap. 5.2.3). Andererseits wird in der Hoffnung auf eine schnelle Wirkung im wirtschaftlichen Erfolg eine weitere Rationalisierungsrunde eingeläutet.

Wichtige Elemente dieser Rationalisierungsstrategie sind:

- ein Beschäftigungsabbau oftmals in Verbindung mit einer organisatorischen Verschlankung
- und das Schließen unrentabler Kraftwerke.

Im Folgenden wird nun die Umsetzung in den einzelnen Unternehmen untersucht.

³⁰⁴ Vgl. Bontrup, H.-J./Marquardt, R.-M., Chancen und Risiken der Energiewende, Hrsg. Hans Böckler Stiftung, Arbeitspapier 252, Düsseldorf 2012, S. 49ff.

³⁰⁵ Vgl. Handelsblatt, Kommunen fordern von RWE aktive Rolle bei Energiewende, 8.7.2011, S. 19.

5.2.2.1 Personalstrategie bei E.ON

Im Rahmen seiner übergeordneten „Cleaner & Better Energy-Strategie“ hatte sich E.ON dem Programmbaustein „PerformtoWin“ verschrieben.³⁰⁶ Demnach will der Konzern eine verstärkte „Leistungskultur“ etablieren und „in allen Bereichen und bei allen Prozessen zu den besten 25 Prozent des Marktes gehören“ bzw. innerhalb eines „akzeptablen Zeitraums auf dieses Niveau“³⁰⁷ gelangen. Bis Ende 2011 wurden in dem Zusammenhang, wie geplant, 1,5 Mrd. EUR an dauerhaften Einsparungen realisiert.³⁰⁸ Überdies wurde die Organisationsstruktur des Unternehmens Anfang 2011 mit dem Ziel verschlankt und neu geordnet, ab 2013 Leistungssteigerungen im Wert von 0,6 Mrd. EUR pro Jahr zu generieren.

Zu dem Maßnahmenbündel zur Effizienzsteigerung gehört als wichtiger Baustein auch das Programm „E.ON 2.0“.³⁰⁹ Demnach hat sich der Konzern einen Beschäftigtenabbau von 80.000 auf 69.000 Beschäftigte verordnet. Von den 11.000 zu streichenden Stellen, sollen allein in Deutschland 6.000 wegfallen. Als Programmziel wird ausdrücklich die Reduktion der beeinflussbaren Kosten bis 2015 auf 9,5 Mrd. EUR mit dem Zweck deklariert, finanziellen „Spielraum für Investitionen“³¹⁰ zu schaffen. In Deutschland wurde die Umsetzung in einem Tarifvertrag mit den Gewerkschaften ver.di und IGBCE ausgehandelt. Sozialverträglichkeit soll dabei u.a. durch Maßnahmen zum freiwilligen Ausscheiden über Abfindungen und Vorruhestandsregelungen sowie das Gründen einer Beschäftigungs- und Qualifizierungsgesellschaft (E.ON Perspekt GmbH) sowie einer Transfergesellschaft gewahrt werden. Damit sollen betriebsbedingte Kündigungen zumindest „weitgehend“³¹¹ ausgeschlossen werden. Bislang wähnt sich das Unternehmen bei der Umsetzung des Programms voll im Plan.³¹²

In diesem Kontext betont das Management zwar: „Die offene und zeitnahe Kommunikation ist uns bei den Personalanpassungen besonders wichtig. Unsere Führungskräfte sind angehalten, den kontinuierlichen Dialog mit den Mitarbeitern zu suchen und mit ihnen die Veränderungen und Auswirkungen zu besprechen. [...] Alle Beteiligten sind ihrer Verantwortung ge-

³⁰⁶ Vgl. E.ON, Performance: Effizienz und effektive Organisation, <https://www.eon.com/de/ueber-uns/strategie/strategische-schwerpunkte/europa.html>, zuletzt abgerufen 16.4.2014.

³⁰⁷ ebenda.

³⁰⁸ Vgl. E.ON, E.ON kommt mit Neuausrichtung zügig voran, Pressemitteilung 9.11.2011, S.3.

³⁰⁹ Vgl. E.ON, Sozialverträglicher Personalabbau im Rahmen von E.ON 2.0, <http://www.eon.com/nachhaltigkeit/personalverantwortung>, zuletzt abgerufen 16.4.2014.

³¹⁰ ebenda.

³¹¹ Vgl. E.ON, Tarifvertrag zur Umsetzung von E.ON 2.0 vereinbart, 24.1.2012, <http://www.eon.com/de/presse/news/pressemitteilungen/2012/1/24/tarifvertrag-zur-umsetzung-von-e-dot-on-2-dot-0-vereinbart.html>, zuletzt abgerufen 16.4.2014.

³¹² Vgl. E.ON, E.ON behauptet sich in schwierigem Umfeld, Pressemitteilung 12.3.2014.

recht geworden und haben damit die Voraussetzungen dafür geschaffen, E.ON 2.0 wie geplant umzusetzen.“³¹³

Diese Ausführungen täuschen letztlich aber über das tatsächliche Ausmaß der Spannungen im Vorfeld der Tarifvertragsverhandlungen hinweg. Verdi-Bundesvorstand Erhart Ott skizzierte das Stimmungsbild mit: „In einzelnen Unternehmensteilen herrscht Panik, blanke Angst.“³¹⁴ Immerhin protestierten über 4.000 Beschäftigte im November 2011 öffentlich gegen die Pläne des E.ON-Vorstandes.³¹⁵ Selbst ein Streik wurde damals für möglich gehalten. Michael Vassiliadis, Vorsitzender der IGBCE beklagte zudem mit Blick auf die Ankündigung des Vorstands aus dem Sommer 2011: „E.ON hatte zunächst weder mit den Arbeitnehmervertretern noch mit den Oberbürgermeistern der betroffenen Städte gesprochen. So geht das nicht [...]“.³¹⁶ Der Konzernbetriebsratsvorsitzende, Hans Prüfer, führte in einem Zeitungsinterview sogar aus: Nach der Verkündung des Personalabbaus habe der Vorstand jede Kommunikation verhindert und wäre auch für Beratungen nicht gesprächsbereit gewesen. Die Arbeitsdirektorin Stachelhaus habe sogar die Teilnahme an einer außerordentlich einberufenen Sitzung des Konzernbetriebsrates verweigert. Dafür hätte der Konzern-Vorstand aber ohne Absprache oder Genehmigung des Aufsichtsrates einen *externen Berater* (die Unternehmensberatung Mc Kinsey) mit der betriebswirtschaftlichen Begleitung und Unterstützung des geplanten Personalabbaus beauftragt. Lange Zeit hätte den Mitbestimmungsträgern nicht einmal der konkrete *Beratungsauftrag* für Mc Kinsey vorgelegen. „Niemand würde in seiner Familie so mit seinen Mitmenschen umgehen“, sagte Prüfer.³¹⁷ Die Arbeitnehmervertreter fühlten sich alles in allem düpiert und zeigten „sich geschockt, wie die Konzernführung seit dem Sommer auftritt. Betriebsräte und Gewerkschaftsvertreter beklagten eine ‚Eiseskälte‘ in den Gesprächen mit der Konzernführung.“³¹⁸

Die Wirtschaftswoche kommentierte den Vorgang damals wie folgt: „Vor allem die Informationspolitik war es (...), die den E.ON-Betriebsrat verbitterte. Der Vorstand igelte sich ein, ließ eine Aufsichtsratssitzung ausfallen, vertröstet die früher hofierten Arbeitnehmervertreter bis zum 12.Dezember. Dann soll der Aufsichtsrat vollumfänglich über das gesamte Sanierungsprogramm informiert werden. Die Bunkermentalität des Vorstands ist ein Reflex aus

³¹³ Vgl. E.ON, Sozialverträglicher Personalabbau im Rahmen von E.ON 2.0, <http://www.eon.com/nachhaltigkeit/personalverantwortung>, zuletzt abgerufen 16.4.2014.

³¹⁴ Ott, E., zitiert in Handelsblatt, E.ON: Streit um Stellenabbau und schlechteres Rating, 6.10.2011

³¹⁵ Vgl. Handelsblatt, Eon-Beschäftigte protestieren gegen Arbeitsplatzabbau, 8.11.2011, S. 23.

³¹⁶ Vassiliadis, M. zitiert in: Wirtschaftswoche, Leise Töne, Heft 16, 16.4.2012, S. 66.

³¹⁷ Prüfer, H. zitiert in: Gassmann, M., Chef, wir müssen reden, in: Financial Times Deutschland, 16.8.2011.

³¹⁸ Vgl. Handelsblatt, Eon will 11.000 Stellen abbauen, in Handelsblatt.com, 22.11.2011.

vergangenen Tagen. Man ist im Vorstand nicht gewöhnt, mit Arbeitnehmervertretern Probleme anzusprechen. Die Beziehung hielt nicht über das Schönwetter hinaus. Jetzt bekommt der Vorstand Angst, dass die Betriebsräte blockieren. Demonstrierende E.On-Mitarbeiter säen in der Bevölkerung nicht gerade Sympathie. Denn diese kennen E.On häufig nur vom Briefkopf ihrer Stromrechnung. Und da kam bisher kein Mitleid auf.“³¹⁹

Auch wenn die E.ON-Geschäftsführung im Zusammenhang mit dem jüngst verkündeten Totalumbau (vgl. S. 238) hervorhebt, in jedem Fall die Beschäftigten und ihre Mitbestimmungsvertreter auf dem Weg in die neuen Strukturen „mitnehmen“ zu wollen, bleiben große Zweifel, ob das angesichts des zuvor „zerschlagenen Porzellans“ und der Dimension der Neuordnung wirklich gelingen wird.

5.2.2.2 Personalstrategie bei RWE

Auch bei RWE will der Vorstand die Zukunftsfähigkeit sichern, indem das Unternehmen u.a. „schlanker, flexibler und marktnäher [wird] sowie eine leistungsorientierte Unternehmenskultur [...] verankert.“³²⁰ Dabei hat sich der Konzern als Leitbild die Ziele gesetzt, „glaubwürdiger“ und „leistungsstarker Partner“ zu werden, wobei sich die Leistungsfähigkeit darin manifestieren soll, dass das Unternehmen „im Vergleich [zu seinen] Wettbewerbern in puncto Leistung und Kosteneffizienz vorderste Plätze [einnimmt]. Dies ist insbesondere in der konventionellen Stromerzeugung und im Vertrieb von zentraler Bedeutung.“³²¹ Die angestrebten Effizienzverbesserungen sollen dabei auch über eine „schlagkräftigere Organisationsstruktur“³²² erreicht werden.

Im Rahmen des bis Ende 2016 anberaumten Effizienzsteigerungsprogramms wurden kurzfristige wirkende Maßnahmen zur Kostensenkung als unausweichlich dargestellt. Zusammen mit den Bemühungen zur Erlössteigerung soll sich so das betriebliche Ergebnis dauerhaft um mindestens 1,5 Mrd. EUR verbessern. Bis Ende 2013 sind dabei 1 Mrd. EUR bereits verwirk-

³¹⁹ wiwo.de, Stunde der Wahrheit bei E.On, 22.11.2011.

³²⁰ Vgl. RWE, CR-Bericht 2013: Vertrauen verdienen, Essen 2014, S. 56.

³²¹ RWE, Ein Zukunftsbild für RWE, <http://www.rwe.com/web/cms/de/2091872/rwe/ueber-rwe/zukunftsbild/>, zuletzt abgerufen 16.4.2013.

³²² ebenda.

licht worden.³²³ Der CR-Bericht nimmt dabei auch die Belegschaft in die Pflicht: „In dieser Hinsicht sind auch die Mitarbeiter gefordert, einen Beitrag zu leisten.“³²⁴

Peter Terium, Vorstandsvorsitzender von RWE, führt mit Blick auf die Verunsicherung unter der Belegschaft ergänzend in schonungsloser Offenheit aus, was damit gemeint ist: „Es sind zunächst einmal die notwendigen Antworten auf unsere finanzielle Lage. Wir haben das erste Minus seit über 60 Jahren eingefahren. Da können wir weder einfach den Kopf in den Sand stecken, noch weitermachen wie bisher. Unsere Ausgaben müssen sinken. Und das bedeutet, dass wir künftig mit weniger Mitarbeitern auskommen müssen. Klar ist aber auch: Alle Veränderungen geschehen sozialverträglich in enger Abstimmung mit den Mitarbeitervertretern.“³²⁵

Den ersten Vorstoß zu den Personalkürzungen unternahm im Dezember 2011 noch der ehemaligen Vorstandsvorsitzenden Jürgen Großmann. Unter dem Motto „*RWE 2015*“ sollten von den damals noch gut 72.000 zunächst rund 8.000 Stellen abgebaut werden. Sein Nachfolger, Peter Terium, stellte zuletzt weitere Arbeitsplätze in der Verwaltung, den Kraftwerkssparten und auch in den Dienstleistungsbereichen zur Disposition. Insbesondere in der Kraftwerkssparte sollen unter dem Sparprogramm „Neo“ in Deutschland 2.400, in Großbritannien 900 und in den Niederlanden 200 abgebaut werden.³²⁶ Darüber hinaus sollen im britischen Vertriebsgeschäft Effizienzverbesserungen bei Personaleinsparungen greifen.

Bis Ende 2013 hatte sich so die Beschäftigung bereits von über 72.000 in 2011 auf gut 66.000 verringert. Zusätzlich zu den bis dahin verloren sollen bis Ende 2016 auf der Basis eines im November 2013 unterzeichneten Sozialplans und Interessenausgleichs noch weitere 6.400 Stellen abgebaut werden.³²⁷ Ohne die 1.445 Beschäftigten der RWE Dea, die eigentlich 204 schon verkauft werden sollte, sind davon über 4.000 Stellen bereits bis zum dritten Quartal 2014 abgebaut worden.³²⁸

³²³ Vgl. Terium, P. Die Politik bestimmt über den Rahmen – über unseren Erfolg entscheiden wir, in: RWE, Geschäftsbericht 2013: Zukunftsgestalter, Essen 2014, S. 18.

³²⁴ RWE, CR-Bericht 2013: Vertrauen verdienen, Essen 2014, S. 5.

³²⁵ Terium, P., Interview: Im Gespräch mit Peter Terium, in: RWE, CR-Bericht 2013: Vertrauen verdienen, Essen 2014, S. 1.

³²⁶ Vgl. finanzen.net, Sozialplan steht: RWE bereitet Abbau von 3.400 Stellen vor, 24.9.2013, <http://www.finanzen.net/nachricht/aktien/Sozialplan-steht-RWE-bereitet-Abbau-von-3-400-Stellen-vor-2675204>, zuletzt abgerufen 16.4.2014.

³²⁷ Vgl. RWE, CR-Bericht 2013: Vertrauen verdienen, Essen 2014, S. 57.

³²⁸ Vgl. RWE, Bericht über die ersten drei Quartale 2014, S. 26.

In der Presse wurde darüber hinaus auch darüber spekuliert, dass der Vorstand für die Beschäftigten 2014 die Gehälter einfrieren und dabei mit eigenem Beispiel vorangehen wollte.³²⁹ Den Verzicht auf eigene Bezüge in Höhe von insgesamt 500.000 EUR hatte der Vorstand für 2014 bereits angekündigt.³³⁰

5.2.2.3 Personalstrategie bei EnBW

Als Konzern, der *relativ* stark vom unmittelbaren Abschalten von Atomreaktoren betroffen ist, steht auch EnBW unter einem enormen Kostendruck. Dies gilt umso mehr als die Landesregierung Baden-Württembergs in einem rechtlich stark umstrittenen Deal den Rückkauf eines 45-Prozent-Anteils an EnBW von der französischen EdF zu einem Wert vollzog, der um etwa 850 Mio. EUR über dem Börsenwert lag.³³¹ Dabei reichen nun die Dividenden wohl nicht einmal aus, um die Zinsforderungen des kreditfinanzierten Ankaufs zu bedienen. Zudem weigern sich die beiden Hauptaktionäre, das Land Baden-Württemberg (46,75 v.H.) und der kommunale Zweckverband OEW (46,75 v.H.), frisches Geld in den Konzern nachzuschießen, so dass sich die strategischen Spielräume stark einschränken und daher umso mehr kostenseitige Maßnahmen in den Fokus rücken.

Dabei soll die als schwerfällig empfundene Organisationsstruktur verschlankt und zentralisiert werden. In einer ersten Runde wurde dazu das konzernweite und zwischenzeitlich um ein Jahr vorgezogene Effizienzprogramm „Fokus“ aufgelegt, in dem bei einem Einstellungsstopp seit 2011 bis Ende 2014 ein Arbeitsplatzabbau von 1.350 der rund 20.000 Stellen geplant ist.³³² Dieser Abbau wurde sozialverträglich mit Altersteilzeitmodellen oder Abfindungen organisiert. Zudem sollten die erfolgsabhängigen Vergütungen für die Mitarbeiter innerhalb von drei Jahren um 18 v.H. reduziert werden. Durch das Gesamtpaket sollen jährlich rund 750 Mio. EUR dauerhaft eingespart werden. Für 2013 rechnete das Unternehmen damit, bereits 600 Mio. EUR realisiert zu haben.³³³

³²⁹ Vgl. finanzen.net, Sozialplan steht: RWE bereitet Abbau von 3.400 Stellen vor, 24.9.2013, <http://www.finanzen.net/nachricht/aktien/Sozialplan-steht-RWE-bereitet-Abbau-von-3-400-Stellen-vor-2675204>, zuletzt abgerufen 16.4.2014.

³³⁰ Vgl. RWE, CR-Bericht 2013: Vertrauen verdienen, Essen 2014, S. 5.

³³¹ Vgl. Handelsblatt, Die Last der Vergangenheit, 14.6.2014, S. 7.

³³² Vgl. EnBW, Effizienzprogramm Fokus: Einigung zum Maßnahmenpaket mit Arbeitnehmern erzielt, Pressemitteilung, 21.12.2012, http://www.enbw.com/unternehmen/presse/pressemitteilungen/presse-detailseite_10749.html, zuletzt abgerufen 17.4.2014.

³³³ Vgl. EnBW, Quartalsfinanzbericht Januar bis September 2013, Karlsruhe, 2013, S.7.

Im Rahmen des Gesamtstrategiepaketes „EnBW 2020“ soll nun nachgelegt werden, indem eine „deutliche Modernisierung der EnBW Konzernstruktur und von Prozessen“³³⁴ angestrebt wird. In einer EnBW-Pressemeldung wird dazu unter Hinweis auf die Absicht, auch hier „im Geiste der traditionell guten Sozialpartnerschaft“³³⁵ Lösungen zu finden, nachgelegt: „Im Fokus steht insbesondere eine deutlich Reduktion der Konzernkomplexität durch Zusammenlegung von Gesellschaften und im Rahmen des Führungsmodells das Ziel, Prozesse und Verantwortlichkeiten klarer zu machen und dadurch die Eigenverantwortlichkeit der Mitarbeiter zu stärken.“³³⁶ Das neue Strukturkonzept des Konzerns wird unter dem Titel „EINE EnBW“ geführt, wobei im Mittelpunkt das zentralisierte Zusammenführen von Kerngesellschaften mit einer Verringerung von Organen und Führungsebenen steht, wodurch Einsparungen in „zweistelliger Millionen-Euro-Höhe“³³⁷ zustande kommen sollen.

In den neuen Wachstumsfeldern Vertrieb, EE, und Netze wurden in 2014 trotz des ursprünglichen Stellstopps zusätzliche Mitarbeiter eingestellt, so dass es bis zum Ende des dritten Quartals 2014 zu einem leichten Plus von 0,7 v.H. gegenüber dem Jahresultimo 2013 gekommen ist.

5.2.2.4 Personalstrategie bei Vattenfall

Vattenfall als vierter in Deutschland aktiver Großkonzern hatte bereits im Jahr 2010 „vor dem Hintergrund dramatisch verschlechterter Marktbedingungen“³³⁸ eine strategische Umorientierung eingeleitet. Ursprünglich geplant war eine Konsolidierungsphase bis zum Jahr 2013, gefolgt von einer Wachstumsphase. Die Umbrüche an den Energiemärkten führten dazu, sich auf absehbare Zeit vom Wachstumskurs zu verabschieden und sich vorrangig im Rahmen des vorhandenen Portfolios weiter zu konsolidieren.³³⁹ Hierzu gehörte zunächst ein Kostensenkungsprogramm um 6 Mrd. SEK (ca. 0,67 Mrd. EUR), dessen Einsparungen bereits Ende 2012 und damit ein früher als geplant realisiert wurden. Daraufhin beschloss die Unternehmensleitung für eine neue Kostensenkungsrunde. 2013 sollten weitere 3 Mrd. SEK (0,33 Mrd. EUR) und 2014 1,5 Mrd. SEK eingespart werden. Bezogen auf das Ausgangsjahr 2010 ist das

³³⁴ EnBW, EnBW 2020: Stand März 2014, Karlsruhe 2014, S. 5.

³³⁵ EnBW, EnBW startet strategische Neuausrichtung, Pressemitteilungen, 17.6.2013, http://www.enbw.com/unternehmen/presse/pressemitteilungen/presse-detailseite_36928.html, zuletzt abgerufen 17.4.2014.

³³⁶ ebenda

³³⁷ Vgl. EnBW, Quartalsfinanzbericht Januar bis September 2013, Karlsruhe, 2013, S.7.

³³⁸ Vattenfall, Geschäftsbericht 2012 inklusive Nachhaltigkeitsbericht, Stockholm 2013, S. 15.

³³⁹ Vgl. Vattenfall, Geschäftsbericht 2012 inklusive Nachhaltigkeitsbericht, Stockholm, S. 16.

eine Reduktion um über 20 v.H.³⁴⁰ Dies führt dazu, dass im Konzern nachdem bereits im Vorjahr die Zahl der Mitarbeiter/innen um 850 verringert wurde, bis Ende 2014 weitere 2.500 Stellen, davon 1.500 in Deutschland, aufgegeben wurden.³⁴¹

Neu ist eine Umstrukturierung, die zum April 2015 in Kraft treten wird. Das Unternehmen wird dann zur Steigerung der Schlagkraft und Zukunftsfähigkeit grundsätzlich in sechs Geschäftsbereiche unterteilt. Im Vorgriff auf einen möglichen Verkauf des Braunkohletagebaus wird diese Sparte jedoch bereits in einem separaten siebten Bereich gesteuert.³⁴²

5.2.2.5 Kraftwerksstilllegungen

Angesichts der in Kap. 5.1.3.2 beschriebenen Merit-Order-Problematik haben die vier Großkonzerne die Stilllegung fossiler Kraftwerke geplant (vgl. Tab. 20). Bis zum Jahr 2018 wird derzeit offiziell die Stilllegung von 8,9 GW an fossiler Kraftwerksleistung und 1,3 GW an nuklearer Kraftwerksleistung (Grafenrheinfeld) durch die Big-4 angestrebt. Mit 5,1 GW hat E.ON die weitreichendsten Rückbaupläne, noch vor RWE mit 3,7 GW. Dabei handelt es sich weitestgehend um Anlagen, die mindestens 35 Jahre alt sind und die damit ein Alter haben, bei dem auch ohne die Energiewende die wirtschaftliche Restlaufzeit gegen Null tendierte.

³⁴⁰ Vgl. Vattenfall, Annual and Sustainability Report 2013, Stockholm 2014, S. 7.

³⁴¹ Vgl. Vattenfall, Geschäftsbericht 2012 inklusive Nachhaltigkeitsbericht, Stockholm 2013, S. 102.

³⁴² Vgl. Vattenfall, A new organisational structure to support the future strategy of Vattenfall, Press Release 15.1.2015.

Tab. 20: Stilllegungsanzeige fossiler Kohlekraftwerke der Big-4 ab 2014

	Standort	Netto- Leistung [MW]	Träger	Baujahr	voraussichtl. Zeitpunkt endgültige Aufgabe	System- relevanz
E.ON	Gelsenkirchen: Scholven E,D,F	1.366	Steinkohle	1970-79	2014	
	Dortmund: Kneper C	345	Steinkohle	1971	2014	
	Datteln: 1,2,3	303	Steinkohle	1964-69	2014	
	Dingolfing: GT 1, GT 2	13	Erdgas	1998	2015	
	Ingolstadt: Großmehring	772	Mineralöl	1973-74		X
	Grafenrheinfeld	1.275	Kernkraft	1982	2015	
	Staudinger 4	622	Erdgas	1970		X
	Irsching 3	415	Erdgas	1974		X
Summe		5.111				
RWE	Emsland: B2, C2, D	1.586	Erdgas	1973, 74, 2010		
	Hamm Uentrop: Westfalen C	284	Steinkohle	1969	2014	
	Werne: Gersteinwerk K2	608	Steinkohle	1984		
	Hürth: Goldenberg E, F	151	Braunkohle	1992, 93	2014	
	Werne: Gersteinwerk F2, G2, I2	1.065	Erdgas	1973	2014	
Summe		3.694				
EnBW	Stuttgart: GAI GT 13	55	Erdgas	1973	2014	
	Marbach: DT III, GT II, GT III	424	Mineralöl	1971-75		X
	Heilbronn 5 u. 6	220	Steinkohle	1965/66		X
	Wallheim I und II	244	Steinkohle	1964-67		X
Summe		943				
Vattenfall	Berlin: Lichterfelde	432	Erdgas	1972-74	2016-18	
Summe		432				

Quellen: Bundesnetzagentur, Kraftwerksliste Bundesnetzagentur zum erwarteten Zu- und Rückbau 2014 bis 2018, Stand 2.4.2014; Bundesnetzagentur, Kraftwerksstilllegungsanzeigenliste, Stand 1.4.2014 und aktualisiert 29.10.2014; Kunz, F., Gerbaulet, C., Hirschhausen, C. von., Mittelfristige Strombedarfsdeckung durch Kraftwerke und Netze nicht gefährdet, in: DIW-Wochenbericht, 48/2013, S. 34 und eigene Recherchen.

Jedoch stellt sich für die international operierenden Unternehmen das Rentabilitätsproblem nicht nur mit Blick auf Deutschland. E.ON mahnt vor diesem Hintergrund: „Die Handelspreise für Strom haben sich von ihrem Höchststand im Jahr 2009 bis heute halbiert. Die Margen selbst hochmoderner Gaskraftwerke liegen in vielen Märkten Europas nahezu bei null. Die Stromproduktion als eines der starken Kerngeschäfte des Konzerns ist unter größtem Druck.“³⁴³ Europaweit hat E.ON daher bereits die Stilllegung von 13 GW und damit von etwa einem Viertel des dort installierten konventionellen Kraftwerksportfolios bis 2015 beschlossen.³⁴⁴ Insofern ist der Margendruck bei den Kraftwerken nicht nur eine spezifische Folge der deutschen Energiewende. RWE erwägt ebenfalls europaweit Gaskraftwerke im Umfang von 3,8 GW und Steinkohlekraftwerke mit einer Leistung von gut 1,2 GW abzuschalten. Auch

³⁴³ E.ON, E.ON-Hauptversammlung 2013: Auf dem Weg zur neuen E.ON, Pressemitteilung 3.5.2013.

³⁴⁴ Vgl. E.ON, E.ON behauptet sich in schwierigem Umfeld, Pressemitteilung 12.3.2014.

Vattenfall hat beispielsweise beschlossen, dass Anfang 2014 nur einer von drei Blöcken des Gaskraftwerks Magnum in Eemshaven, Niederlande, voll betrieben werden soll.

Darüber hinaus wird in der Presse vom Management der Unternehmen kolportiert, dass weitere Kraftwerksschließungen auch hierzulande wegen der nachlassenden Rentabilität bevorstünden. Angeblich lägen der Bundesnetzagentur über 40 neue Anträge auf endgültige Kraftwerksabschaltungen vor.³⁴⁵

Möglicherweise wird bei einzelnen Außerbetriebnahmen in Deutschland aber auch darauf spekuliert, dass die Stilllegung wie bei drei EnBW-Kraftwerken und drei weiteren Kraftwerken von E.ON mit Blick auf die Versorgungssicherheit von der Bundesnetzagentur abgelehnt wird und dass dann wegen der Systemrelevanz wenigstens noch die Vergütung im Rahmen der Reservekraftwerksverordnung für die Blindleistungseinspeisung mitgenommen werden kann.

Unabhängig von der Motivation dürften im Mittelpunkt der Schließungs- bzw. Baueinstellungsüberlegungen aber neben eventuell noch laufenden Ölkraftwerken vorrangig GuD-Kraftwerke,³⁴⁶ vereinzelt aber auch Steinkohlekraftwerke stehen. Grundsätzlich dürften dabei zur Disposition stehen

- Kraftwerke, die stark veraltet sind, daher zu geringe Wirkungsgrade aufweisen und aufwendig nachgerüstet werden müssten, um überhaupt noch in die Merit-Order einzurutschen und
- jüngere Kraftwerke, die zwar über höhere Wirkungsgrade verfügen aber, weil sie aber noch nicht abgeschrieben sind, hohe Kapitalkosten aufweisen.

Gerade mit Blick auf die zuletzt genannte Kraftwerkskategorie beklagt beispielweise E.ON: „Die drohende Schließung der modernsten Gaskraftwerke des Unternehmens im bayerischen Irsching konnte nun durch eine Vereinbarung mit der Bundesnetzagentur und dem zuständigen Netzbetreiber verhindert werden. Danach erhält das Unternehmen ab sofort einen akzep-

³⁴⁵ Vgl. Handelsblatt.com, Energieversorger wollen 47 Kraftwerke stilllegen, Medienberichte 16.4.2014, zuletzt abgerufen 18.4.2014.

³⁴⁶ In einer vertraulichen Studie des nordrhein-Westfälischen Umweltministeriums wurde erwartet, dass 29 von 72 Gas- und Kohlekraftwerken in Nordrhein-Westfalen u.U. frühzeitig ab etwa 2014 abgeschaltet werden, obwohl einige von ihnen eine technische Lebensdauer bis 2051 hätten. Vgl. Spiegel.Online, Vertrauliche Studie: Hälfte aller Kraftwerke in NRW droht vorzeitige Stilllegung, 25.11.2012, <http://www.spiegel.de/wirtschaft/unternehmen/haelfte-aller-kraftwerke-in-nrw-droht-vorzeitige-stilllegung-a-869164.html#spCommentsBoxPager>, zuletzt abgerufen 17.4.2014.

tablen Ausgleich der Fixkosten. Unabhängig davon hält E.ON unter den aktuellen Rahmenbedingungen ein neues Marktdesign für erforderlich, das die Bereitstellung moderner, klimaschonender Erzeugungskapazitäten honoriert.³⁴⁷ In ähnliche Richtung weist die Kritik vom RWE-Vorstandsvorsitzendem Peter Terium: „was wir hier tun, mutet mitunter absurd an. Nehmen Sie zum Beispiel das Kraftwerk Claus C in den Niederlanden: Die Anlage ist fabrikneu und auf dem höchsten technischen Stand. Mit einem Wirkungsgrad von fast 60 % holt sie das Maximum an Emissionsvermeidung raus, das bei fossil befeuerten Kraftwerken derzeit möglich ist. Und dieses Kraftwerk motten wir jetzt ein, weil es vom subventionierten Solarstrom aus dem Markt gedrängt wird und deshalb Verluste einfährt. Das zu akzeptieren fällt nicht nur mir schwer, sondern vor allem der Mannschaft in der Anlage.“³⁴⁸

5.2.3 Neujustierung von Geschäftsschwerpunkten

Bei allen Big- 4 hat sich nach anfänglichem Widerstand gegen die neuen Realitäten inzwischen Pragmatismus breit gemacht. Der Präsident von Vattenfall, Øystein Løseth, bringt dies wie folgt auf den Punkt: „[...] the new market conditions, which we call ‚the new normal‘ [...]“³⁴⁹ Die neuen Rahmenbedingungen durch eine veränderte Regulierung im Liberalisierungsprozess und durch die Energiewende werden in den Konzernzentralen – abgesehen vom Versuch, wenigstens noch Kompensationszahlungen zu erhalten – mit großer Ernüchterung mehr oder weniger als gegeben hingenommen:

- ➔ eine zweite Renaissance der Kernkraft wird – insbesondere nach dem besonderen Hin und Her in der deutschen Energiepolitik – nicht mehr für möglich gehalten,
- ➔ die Energiewende wird grundsätzlich von der Politik und der Bevölkerung nicht in Frage gestellt, allenfalls graduelle Änderungen stehen somit an, so dass fossile Kraftwerke, aber auch die noch laufenden Kernkraftwerke mittelfristig weiter unter Rentabilitätsdruck stehen werden,
- ➔ das drohende Verfehlen beim Ziel der Reduktion der Treibhausgasemissionen wird den Druck auf Kohlekraftwerksbetreiber eher noch verstärken,

³⁴⁷ E.ON, E.ON-Hauptversammlung 2013: Auf dem Weg zur neuen E.ON, Pressemitteilung 3.5.2013.

³⁴⁸ Terium, P. Die Politik bestimmt über den Rahmen – über unseren Erfolg entscheiden wir, in: RWE, Geschäftsbericht 2013: Zukunftsgestalter, Essen 2014, S. 15/16.

³⁴⁹ Løseth, Ø. zitiert in: Vattenfall, Annual and Sustainability Report for 2013, Stockholm 2014, S. 6.

- ➔ allenfalls längerfristig wird sich daher das konventionelle Kraftwerksgeschäft erholen, nämlich dann, wenn die AKWs bis 2022 abgeschaltet und weitere fossile Überkapazitäten abgebaut sein werden,
- ➔ allmählich nimmt die Integration der europäischen Netze zu,
- ➔ die Margen im Netzbetrieb sind durch die Anreizregulierung inzwischen drastisch gedeckelt,
- ➔ zahlreiche Konzessionsverträge im Netzbetrieb laufen aus und bilden einen Ansatzpunkt für zunehmende Rekommunalisierungsbestrebungen
- ➔ und im Vertrieb haben die Big-4 durch das vorherige Ausbeuten ihrer inzwischen erodierten Marktmacht erheblich an Reputation verloren.

Ausgehend von diesem Befund wurden in den Führungsetagen der Konzerne die Strategien neu definiert, um wenigstens reaktiv noch das Beste aus dem veränderten Umfeld zu machen.

5.2.3.1 E.ON

Den radikalsten Schnitt in seiner Gesamtstrategie hat sicherlich der E.ON-Konzern Ende 2014 mit seiner Aufspaltung verkündet (s.u.). Einem Insider zufolge sei es der Vorstandsvorsitzende Teyssen wohl einfach „leid gewesen, jedes Jahr ein Stück weiter hingerichtet zu werden.“³⁵⁰ Alle bis dahin unternommenen Versuche, eine tragfähige Neuorientierung zu finden, haben sich somit offenbar als sehr unbefriedigend erwiesen.

So hatte die Unternehmensleitung noch im Jahr 2010 – also noch vor dem Wiederausstieg aus der Atomkraft – die grundsätzliche Neuausrichtung seiner Strategie unter das Motto „Cleaner & Better Energy“ gestellt. Wichtige Elemente dieser Grundorientierung waren:³⁵¹

- ➔ die oben beschriebene *Effizienzstrategie*: Danach wurde eine nachhaltige, ganzheitliche und nicht mehr nur auf diskretionäre Einzelmaßnahmen abstellende Rationalisierung zunächst unter dem Titel „PerformtoWin“ verfolgt. Ab 2011 kamen die Maßnahmen von „E.ON 2.0“ als Effizienzsteigerungsprogramm hinzu.

³⁵⁰ Gusbeth, S., E.ON: Warum sich der Konzern aufspaltet, in Euro Magazin, <http://www.finanzen.net/nachricht/aktien/In-neuer-Gesellschaft-E-ON-Warum-sich-der-Konzern-aufspaltet-4078785>, zuletzt abgerufen 3.1.2015.

³⁵¹ E.ON, Presskonferenz: Charts zur Präsentation von Dr. Johannes Teyssen und Dr. Marcus Schenck, <https://www.eon.com/de/ueber-uns/strategie/dokumente-und-links.html>, 10.10.2010, S. 3 ff.

- ➔ eine Ausrichtung auf den europäischen Markt, die darauf fokussiert, die eigenen *Größenvorteile und grenzüberschreitende Synergien* zu nutzen: Die bisherige Strategie, als vertikal über die Wertschöpfungsstufen hinweg integrierter Energieversorger zu agieren, wurde nicht mehr als Leitbild verfolgt. Stattdessen sollten regulierte Geschäftsfelder – gemeint war wohl u.a. das durch die Anreizregulierung limitierte Netzgeschäft – zugunsten wettbewerblich organisierter Märkten mit entsprechend attraktiveren Renditeaussichten verstärkt erschlossen werden. Dazu passte das u.a. aber auch kartellrechtlich veranlasste Abstoßen des Übertragungsnetzbetriebs an Tennet im Mai 2010.
- ➔ ein gezieltes Wachstum auch auf *außereuropäischen Märkten*: Die Präsenz in den Wachstumsregionen Nordamerika und Russland sollte insbesondere auf den Gebieten der konventionellen und Öko-Stromerzeugung unter Anbindung an lokale Partner ausgebaut werden. Die Forderung, dabei vorrangig unter hoher „Investitionsdisziplin“ auf eine „organische Entwicklung“ zu setzen, war als Vorgabe zu verstehen, keinesfalls offensiv, sondern allenfalls unter dem Vorzeichen knapper Mittel besonnen zu expandieren.
- ➔ eine *kompetenzbasierte Investitionsstrategie*: Ebenfalls mit Blick auf eine knappe Kas senlage sollten Investitionen besser in die vorhandenen Unternehmenskompetenzen integriert werden können. Dabei sollte nicht mehr die 100-prozentige Kontrolle des erworbenen Eigentums im Mittelpunkt stehen, sondern die Passgenauigkeit zum Know-how und vor allem die Rendite, für die bei Wachstumsinvestitionen als Richtwert nach Steuern mehr als die Kapitalkosten zuzüglich 150 Basispunkte eingefordert wird. So wurden beispielsweise 2014 im Rahmen der „build-and-sell Strategie“ große Windparkanteile in USA wieder verkauft, wobei E.ON nur noch eine Minderheitenbeteiligung von 20 v.H. hält, aber unverändert Betreiber der Anlagen bleibt.

Zur Beschaffung der finanziellen Mittel für den Strategiewechsel, aber auch zum Schuldenabbau wurden damals *Desinvestitionen über Beteiligungsverkäufe in Randgeschäften* von 2010 bis 2013 in Höhe von 15 Mrd. EUR geplant.³⁵² Anfang 2011 waren bereits 9 Mrd. EUR, im Wesentlichen durch den Verkauf von Anteilen an Gazprom (zu 3,4 Mrd. EUR), am italie-

³⁵² ebenda, S. 10.

nischen Gasnetz (290 Mio. EUR) und des englischen Stromnetzes (4,9 Mrd. EUR), hereingeholt. Bis Ende 2013 wurden in Summe aus den Verkäufen sogar 20 Mrd. EUR Erlöst.³⁵³

Mit dem vorzeitigen Ausstieg aus der Atomkraft verschärfte sich im Laufe des Jahres 2011 die Anpassungsnotwendigkeit. Allein durch die sofortige Stilllegung deutscher Kernkraftwerke und die Einführung der Kernbrennstoffsteuer wurde das Ergebnis mit 2,5 Mrd. EUR beeinträchtigt.³⁵⁴ Hinzu kamen Einbrüche in der Vermarktung des Kraftwerkstroms in Höhe von 1 Mrd. EUR.

Infolgedessen wurde die *Strategie neu akzentuiert*. Dazu gehörte offenbar eine etwas stärkere Lösung vom europäischen, speziell vom deutschen Markt hin *in Richtung einer globaleren Aufstellung*. So betonte das Unternehmen im Frühjahr 2012, die „Transformation von einem primär europäischen Energieversorger zu einem globalen, spezialisierten Anbieter von Energielösungen vorangetrieben“³⁵⁵ zu haben. Neben Windparks in Nordamerika und großen Kraftwerken in Russland begann dabei der Konzern mit der Erschließung des *brasilianischen Marktes*. Zusammen mit dem lokalen Anbieter MPX wurde ein Joint Venture geschlossen, aus dem das größte private EVU in dem südamerikanischen Land hervorgehen soll.³⁵⁶ Geplant war der Aufbau von konventionellen und Öko-Stromerzeugungskapazitäten in Höhe von 11 GW. Zugleich wurden erste Verhandlungen über Kooperationen in der Türkei und in Indien geführt. Erneut wurde dabei, diesmal vom Vorstandsvorsitzenden Teyssen die Umorientierung in Richtung eines globalen Anbieters betont, als er das Joint Venture als „wichtigen Meilenstein in der Entwicklung von *E.ON als internationales Energieunternehmen*“³⁵⁷ herausstellte. In 2012 wurde dann der Markteintritt in die *Türkei* vollzogen.³⁵⁸ In einem Joint Venture mit der türkischen Sabanci Holding wurde die Enerjisa gegründet, die sich bei Stromnetzausschreibungen erfolgreich behaupten konnte. Die Zusammenarbeit sollte letztlich als Plattform dienen, um nach Abschluss der Privatisierung in der Türkei neun Millionen Kunden zu haben.

Im Jahr 2013 erhielt die Expansionsphantasie in Brasilien aber einen Dämpfer. Angesichts einer finanziellen Notlage des E.ON-Partners MPX musste E.ON sein Engagement im Zuge

³⁵³ Vgl. E.ON, E.ON behauptet sich in schwierigem Umfeld, Pressemitteilung 12.3.2014.

³⁵⁴ Vgl. E.ON, E.ON kommt mit Umbau voran und bestätigt Ausblick, Pressemitteilung 3.5.2012.

³⁵⁵ E.ON, E.ON kommt mit Umbau voran und bestätigt Ausblick, Pressemitteilung 3.5.2012.

³⁵⁶ E.ON, MPX und E.ON unterzeichnen Verträge für Joint Venture, Pressemitteilung 18.4.2012.

³⁵⁷ Teyssen, J. zitiert in: E.ON, MPX und E.ON unterzeichnen Verträge für Joint Venture, Pressemitteilung 18.4.2012.

³⁵⁸ E.ON, E.ON-Hauptversammlung 2013: Auf dem Weg zur neuen E.ON, Pressemitteilung 3.5.2013.

einer Kapitalerhöhung von MPX von 350 Mio. EUR auf 1 Mrd. EUR aufstocken.³⁵⁹ Das Unternehmen, an dem E.ON nun 38 v.H. hält, wird seitdem unter dem Namen Eneva fortgeführt.

Problematisiert wurden von der Führung des E.ON-Konzerns zuletzt immer öfter auch *Rückschläge im außereuropäischen Geschäft* mit Russland, der Türkei und Brasilien, die sich infolge von allgemeinen wirtschaftlichen und politischen Risiken einstellen und nicht zuletzt auch zu wechselkursbedingten Ergebniseintrübungen führen.³⁶⁰ Auch die *massive Wirtschaftskrise in Spanien, Portugal und Italien* machte dem Konzern zu schaffen.

Parallel zur Neuausrichtung in der Internationalisierungsstrategie wurden den *EE in 2011 eine erste Aufwertung* zuteil, zumal sich in diesem Jahr das EBITDA auf diesem Geschäftsfeld um 21 v.H. auf 1,5 Mrd. EUR gegenüber dem Vorjahr erhöhte, während es im Konzern um 30 v.H. unter dem Vorjahreswert lag.³⁶¹ Von 2012 an sollten in den folgenden fünf Jahren weltweit 7 Mrd. Euro in EE investiert werden. Gut 2 Mrd. EUR wurden für neue Offshore-Windparks in Deutschland, England und Schweden vorgesehen. Dies entspricht etwas mehr als den Gesamtinvestitionen des Konzerns, die im Jahr 2011 getätigt wurden. Wie auch die vorherige Aufschlüsselung andeutet, sollten die bereitgestellten Finanzmittel „vor allem in Projekte im industriellen Maßstab und kosteneffiziente Lösungen“³⁶² eingesetzt werden.

Im Jahr 2012 wurde die Strategie „*Better & Cleaner Energy*“ nochmals in Richtung einer *stärkeren ökologischen Ausrichtung* geschärft. Aus der Not ökologischer Defizite soll nun im Energiewendeprozess offenbar eine Tugend gemacht werden: „E.ON ist Teil dieses Wandels“³⁶³, stellte Teyssen auf der Hauptversammlung im Frühjahr genauso wie die Notwendigkeit zu einer Neuorientierung als Folge der Dezentralisierungstendenzen in der Stromversorgung heraus. Bei dieser Dezentralisierung stehe in der Energieversorgung nicht mehr das Großkraftwerk im Mittelpunkt, um das herum sich alles zu drehen habe, sondern der souveräne Kunde, der sich selbst entscheidet, ob er Strombezieher, Selbstversorger oder gar Stromanbieter wird. In diesem Umfeld müsse sich auch E.ON neu positionieren, somit „Entwickler für

³⁵⁹ Vgl. E.ON, E.ON erwirbt 24,5 Prozent an brasilianischer MPX, Pressemitteilung 29.5.2013. Hintergrund war die größte Unternehmenspleite Lateinamerikas, die den brasilianischen Milliardär Batista traf, zu dessen insolventem Öl-Imperium auch die MPX gehörte. Um eine Anschlusspleite des Joint-Ventures zu verhindern, musste E.ON für rund 1 Mrd. EUR die Mehrheit an MPX übernehmen. Zudem erwägt E.ON den für den Kraftwerksbetrieb erforderlichen Gaslieferanten aus dem Firmenkonglomerat Batistas zu übernehmen. Vgl. Handelsblatt, Ende eines Imperiums, 30.10.2013, S. 22.

³⁶⁰ Vgl. Teyssen, J., Brief des Vorstandsvorsitzenden, in: E.ON, Geschäftsbericht 2013, Düsseldorf 2014, S. 3.

³⁶¹ Vgl. E.ON, E.ON: Talsohle ist durchschritten, Pressemitteilung 14.3.2012.

³⁶² Vgl. E.ON, Europa: Fokussierte und synergetische Aufstellung, <https://www.eon.com/de/ueber-uns/strategie/strategische-schwerpunkte/europa.html>, zuletzt abgerufen 18.4.2014.

³⁶³ Teyssen, J. zitiert in: E.ON, E.ON-Hauptversammlung 2013: Auf dem Weg zur neuen E.ON, Pressemitteilung 3.5.2013.

neue, kundenbezogene Energielösungen“³⁶⁴ werden und so zugleich neue Märkte für dezentrale Energiedienstleistungen aufschließen. Dabei sollte das spezifische Know-how des Unternehmens als Betreiber von konventionellen und von EE-Anlagen, als Energiehändler, als Gasgesellschaft, als Versorger mit über 26 Mio. Kunden in Europa und Verteilnetzbetreiber den Grundstein legen, um sich bei diesen Energiedienstleistungen im Wettbewerb als führender Akteur zu behaupten.³⁶⁵

Mit zu der Neuausrichtung gehörte dann zuletzt auch die im Zuge des betrieblichen Vorschlagswesens entwickelte Idee im Vertrieb durch die Neugründung einer Marke „*Enerji Al-manya*“ gezielt türkischstämmige Haushalte in Deutschland anzusprechen. Die Produkte sollten hier auf die besonderen Bedürfnisse der Kundschaft zugeschnitten werden und ein Potenzial bergen, das zu 80 v.H. noch Kunde bei den Stadtwerken ist.³⁶⁶

Bei den Umstrukturierungsplänen stand das Unternehmen aber vor einem schwierigen Spagat: Auf der einen Seite strich der Vorstandsvorsitzende Teyssen heraus: „Nicht zu investieren, ist für uns keine Option, die Transformation des Unternehmens muss auch und gerade in angespannten Zeiten weitergehen [...]“.³⁶⁷ Auf der anderen Seite schränkten die Verschuldung, Ergebnissrückgänge trotz der Rationalisierungsmaßnahmen den Elan spürbar ein: „Die hohe Nettoverschuldung und der Ertragsrückgang haben zu einem *angespannten Verschuldungsgrad* geführt und den *Investitionsspielraum* von E.ON deutlich *eingeeengt*. E.ON verfügt derzeit über ein breites und vielschichtiges Portfolio, dessen Investitions- und Entwicklungsbedarf die finanziellen Möglichkeiten von E.ON in vielen Bereichen übersteigt.“³⁶⁸

Sicherlich auch angesichts dieses Dilemmas holte der Konzern dann Anfang Dezember 2014 zu einem *Befreiungsschlag* aus, der in der Presse als „*Revolution*“ bezeichnet wurde.³⁶⁹ Dazu erklärte der Vorstandsvorsitzende, nachdem zuvor der Aufsichtsrat diesen Schritt einstimmig genehmigt hatte: „Die drastischen Veränderungen der globalen Energiemärkte, technische Innovationen und wachsende, individuellere Kundenerwartungen erfordern einen mutigen Neuanfang. Das bisherige breite Geschäftsmodell von E.ON wird den neuen Herausforderun-

³⁶⁴ Teyssen, J. zitiert in: E.ON, E.ON-Hauptversammlung 2013: Auf dem Weg zur neuen E.ON, Pressemitteilung 3.5.2013.

³⁶⁵ Vgl. E.ON, Transformation zu einem globalen, spezialisierten Anbieter von Energielösungen, <https://www.eon.com/de/ueber-uns/strategie/transformation-von-e-dot-on.html>, zuletzt abgerufen 18.4.2014.

³⁶⁶ Vgl. Handelsblatt, Eon und die ‚Deutsche Energie‘, 24.11.2014.

³⁶⁷ Teyssen, J. zitiert in: E.ON, E.ON behauptet sich in schwierigem Umfeld, Pressemitteilung 12.3.2014.

³⁶⁸ E.ON, Marktumfeld: Aktuelle und zukünftige Herausforderungen, <https://www.eon.com/de/ueber-uns/strategie/marktumfeld.html>

³⁶⁹ Vgl. E.ON, Neue Konzernstrategie, Pressemitteilung 30.11.2014 und Handelsblatt, Ende einer Industrie, 2.12.2014 und Wirtschaftswoche, Das Ende der Zombies, 8.12.2014.

gen nicht mehr gerecht. Deshalb wollen wir uns *radikal neu aufstellen*. E.ON wird sich Wachstumspotenziale aus der Umgestaltung der Energiewelt erschließen. Daneben schaffen wir ein solides, unabhängiges Unternehmen, das den Umbau der Energieversorgung absichert. Beide Ansätze unterscheiden sich so grundlegend voneinander, dass die *Fokussierung in zwei getrennten Unternehmen* die besten Zukunftsperspektiven bietet.“

Im Grundsatz dieser im Jahr 2015 vorzubereitenden und in der zweiten Jahreshälfte 2016 abzuschließenden Neupositionierung soll das bisherige *Kerngeschäft*

- ➔ der *konventionellen Atom- und Kohleverstromung*,
- ➔ der *globale Energiehandel*
- ➔ sowie der *Bereich Exploration und Produktion*

in eine *neues Unternehmen* vom E.ON Konzern abgespalten werden. Das ausgegründete Unternehmen – mit Hauptsitz in Deutschland – wird nur noch rund 20.000 Beschäftigte haben.

Im E.ON-Konzern verbleiben dann nur rund 40.000 Mitarbeiter und Mitarbeiterinnen in den drei Säulen

- ➔ *EE*,
- ➔ *Energiedienstleistungen (inklusive Vertrieb)*
- ➔ *und Netze*.

Durch die Fokussierung, aber auch aus Börseneinnahmen aus dem Teil-Verkauf (s.u.) des abzuspaltenden Geschäfts sowie des Verkaufs von anderen Unternehmensteilen (s.u.) sollen deutlich mehr Freiräume geschaffen werden, um im neuen Kerngeschäft stark zu expandieren. In einem ersten Schritt kündigte das Unternehmen bereits an, die Investitionen in 2015 um 0,5 Mrd. EUR gegenüber der bisherigen Planung von 4,3 Mrd. EUR anzuheben. Schwerpunkte sollen dabei die Intensivierung des Windenergie- und auch des PV-Segmentes in Europa und anderen gezielt ausgesuchten Zielmärkten werden. Darüber hinaus sollen Energiedienstleistungen und der Energievertrieb in intelligenten Netzen in Europa und der Türkei ausgebaut und weiterentwickelt werden. Auch die Innovationskraft von Start-Up-Unternehmen soll über kofinanzierte Investitionsprojekte gestärkt werden.

Die Mehrheit an der abzusplittenden Gesellschaft wird in einem Spin-Off über Aktien zunächst an die vorhandenen Aktionäre übertragen. Diese können dann ihre Anteile an der Börse handeln. In einem zweiten Schritt soll der beim E.ON-Konzern noch verbliebene Aktienrest kursschonend über die Börse veräußert werden.

Darüber hinaus sollen zur Gewinnung weiterer finanzieller Spielräume die *gesamten Konzern-Aktivitäten in Spanien und Portugal* an den australischen Investor Macquaire zu 2,5 Mrd. EUR *verkauft* werden. Zudem wird überprüft, inwieweit ein Abstoßen des Engagements in Italien und des Explorations-Geschäftes in der Nordsee möglich ist.

Der intensiv verfolgte Aufbau eines Standbeins in Südeuropa hat sich damit offenkundig endgültig als „Flop“ erwiesen. Dies gilt umso mehr, als im Zuge der Trennung von Unternehmensteilen die Werthaltigkeit der Aktiva Ende 2014 nochmals überprüft wurde. Nachdem bereits bis zum Ende des dritten Quartals – und das nicht zum ersten Mal – Wertberichtigungen von rund 700 Mio. EUR vorgenommen wurden, müssen insbesondere mit Blick auf das Südeuropaengagement und den Kraftwerkspark für das Bilanzjahr 2014 zusätzliche außerordentliche Abschreibungen von 4,5 Mrd. EUR getätigt werden. Das Konzernergebnis wird durch diese nachhaltige Bereinigung in 2014 sicher massiv in die roten Zahlen abrutschen. Dennoch soll die Dividende für 2014 und 2015 möglichst nicht, wie vorübergehend angesichts der aktuellen Geschäftslage erwogen, gekürzt werden.

Den Beschäftigten wird zugesagt, dass sich durch die Aufspaltung die Schlagkraft beider Unternehmensteile erhöhe und letztlich die Jobsicherheit auf lange Sicht zunehme. Die Umsetzung der neuen Strategie soll auf jeden Fall in enger Kooperation mit den Arbeitnehmervertretern erfolgen, wobei die bisher geltenden Mitbestimmungsregeln nicht angetastet werden sollen.

Auch der neuen auszugründenden Gesellschaft wird von Seiten des Managements Entwicklungspotenzial zugetraut. Schließlich habe man eine führende Rolle in der konventionellen Stromerzeugung in Europa und in Russland. Sobald sich der Strommarkt bereinigt haben wird, würden dem Unternehmen die bereits vollzogenen Rationalisierungsmaßnahmen zugutekommen. Außerdem sei das Erdgasportfolio stark aufgestellt und zudem werde das Unternehmen ebenfalls von der Möglichkeit, sich auf sein Kerngeschäft konzentrieren zu können, profitieren. Attraktiv sei darüber hinaus für Investoren in die neue Gesellschaft, dass die derzeitigen vollständig Kapitalmarktverbindlichkeiten beim E.ON-Konzern verbleiben wer-

den. Die für den Rückbau der AKWs und die Entsorgung erforderlichen Finanzmittel wird das neue Unternehmen durch eine entsprechende Kapitalausstattung in Höhe der bisherigen Rückstellungen erhalten.

Selbst wenn sich die Details der neuen Strategie erst im Laufe des Jahres 2015 herauskristallisieren werden, ist jetzt schon klar, dass in die neue Gesellschaft in bereinigender Form neben dem Großhandel vorrangig die Unternehmensteile ausgegliedert werden, die derzeit wirtschaftliche Probleme schaffen und/oder ein ökologisch anstößiges Ansehen haben. Der übrigbleibende neue E.ON-Konzern bedient damit mehr oder weniger junge dynamische „Zukunftsmärkte“ und den verhältnismäßig stabilen Netzbetrieb und Vertrieb.³⁷⁰

5.2.3.2 RWE

Bei RWE ist das Geschäftsjahr 2013 katastrophal schlecht verlaufen. Zum ersten Mal seit Jahrzehnten musste das Unternehmen einen Verlust verbuchen, und das dann gleich auch noch in Höhe von 2,7 Mrd. EUR. Belastet hatten dabei vor allem außerplanmäßige Abschreibungen bei. Allein die Abschreibungen auf konventionelle Kraftwerke beliefen sich auf 1,4 Mrd. EUR.³⁷¹ Obendrein trugen die konventionellen Kraftwerke im Vorjahr noch zur Hälfte des Betriebsergebnisses bei, in 2013 war dies gerade noch ein „knappes Viertel.“³⁷² Diese Daten allein verdeutlichen die Notwendigkeit, sich in vielen Bereichen strategisch neu aufzustellen.

Diese Neupositionierung fällt aber bei weitem nicht so spektakulär aus wie bei E.ON. Das Essener Unternehmen bindet sich hierbei an das Motto „glaubwürdig und leistungsstarker Partner für die nachhaltige Umgestaltung des europäischen Energiesystems.“³⁷³ Aus den bisher gültigen Leitbildschlagworten „nachhaltiger“, „robuster“ und „internationaler“ wurden dabei nur noch die ersten beiden erhalten. Angesichts der wirtschaftlichen Lage hat die weitere *internationale Expansion* derzeit *keinen eigenständigen Zielcharakter* mehr: „Neue Märkte zu erschließen, hat für uns heute keine Priorität mehr, auch wegen finanzieller Restriktionen. Die Ziele, *nachhaltiger* zu wirtschaften und *robuster* zu werden, sind dagegen weiterhin Eckpfeiler unserer Strategie.“³⁷⁴

³⁷⁰ Zur Bewertung der Strategie vgl. S. 262f..

³⁷¹ Vgl. RWE, Geschäftsbericht 2013: Zukunftsgestalter, Essen 2014, S. 70.

³⁷² Vgl. RWE, Geschäftsbericht 2013: Zukunftsgestalter, Essen 2014, S. 30.

³⁷³ Vgl. RWE, Geschäftsbericht 2013: Zukunftsgestalter, Essen 2014, S. 30.

³⁷⁴ RWE, Geschäftsbericht 2013: Zukunftsgestalter, Essen 2014, S. 30.

Mit Blick auf die Nachhaltigkeit sieht sich RWE als „Europas größter Emittent von Kohlendioxid“³⁷⁵ auch aufgrund der wirtschaftlichen Risiken in der Pflicht, seine CO₂-Emissionen pro MWh an Strom bis 2020 um 18 v.H. gegenüber heute zu reduzieren. Mittel dazu sollen der Ausbau der EE und der erhöhte Wirkungsgrad bei konventionellen Kraftwerken sein, der durch den Abschluss des Kraftwerkserneuerungsprogramms in 2014 aber automatisch erfolgen sollte.

Angesichts einer europaweit sehr sprunghaften Regulierungspolitik in der Energiewirtschaft müsse zudem die finanzielle Robustheit des Unternehmens vor unerwarteten Politikschöcks deutlich gestärkt werden. Dies soll durch eine *Risikodiversifikation* erreicht werden, bei der sich das Unternehmen *auf vielen verschiedenen Wertschöpfungsstufen* der Energiewirtschaft engagiert.

Zur Umsetzung des Leitbildes definiert die Führungsetage drei strategische Oberziele:

- eine Stärkung der Finanzkraft: angesichts deutlich verschlechterter Refinanzierungsbedingungen auf der einen Seite und eines hohen Refinanzierungsbedarfs soll die finanzielle Stärke trotz nachlassender Ergebnisse aus eigener Kraft wieder hergestellt werden. Ab 2015 sollen Investitionen wieder vollständig aus dem Cash-Flow finanziert werden.
- eine Stärkung der Leistungs- und Wettbewerbsfähigkeit: Dabei sollen Prozesse effizienter, Organisationsstrukturen verschlankt und das Leistungsprinzip als dauerhafte Grundhaltung verankert werden.
- das Mitgestalten im Umbau des europäischen Energiesystems in Richtung Nachhaltigkeit: Unter diesem Punkt fokussiert das Unternehmen auf den Ausbau der EE, eine Anpassung der konventionellen Kraftwerke und der Netzinfrastruktur an die veränderten Erfordernisse der Energiewende und ein Ausweiten der Energiedienstleistungen.

Die langfristige Stärkung der Finanzkraft soll dabei durch folgendes Maßnahmenbündel erreicht werden:³⁷⁶

³⁷⁵ RWE, Geschäftsbericht 2013: Zukunftsgestalter, Essen 2014, S. 32.

³⁷⁶ Vgl. RWE, Geschäftsbericht 2013: Zukunftsgestalter, Essen 2014, S. 33 f.

- *Effizienzsteigerung:* auf der Basis des 2012 aufgelegten Programms „RWE 2015“ sollen u.a. Kostensenkungen eintreten, die das Jahresergebnis bis Ende 2016 dauerhaft um 1,5 Mrd. EUR entlasten.

- *Desinvestitionen:* Unternehmensteile sollen im größeren Stile verkauft werden. Von besonderer Relevanz sind solche Einheiten, die einen hohen Investitionsbedarf haben. 2012 wurden Erlöse aus Desinvestitionen im Umfang von 2,1 Mrd. EUR, im Folgejahr in Höhe von 2,2 Mrd. EUR erwirtschaftet. Im Jahr 2014 liefen die Verhandlungen über einen Verkauf von RWE Dea.³⁷⁷ Eigentlich sollte der Deal rückwirkend zum 1. Januar 2014 abgewickelt werden. Vereinbart war mit einer russischen Investorengruppe um den Oligarchen Michail Friedman ein Verkaufserlös von 5,1 Mrd. EUR, der RWE wieder deutlich mehr finanziellen Freiraum ermöglicht hätte. Nachdem die Bundesregierung im Rahmen einer außenwirtschaftsrechtlichen Prüfung ebenso wie die EU-Kommission den Verkauf bereits genehmigt hatte, stellte sich die britische Regierung angesichts des Ukraine-Konfliktes quer. In Großbritannien fördert Dea rund ein Fünftel seines Gases. Die Förderlizenzen dazu wurden von der britischen Regierung vergeben und können aber nach einem Eigentümerwechsel entzogen werden. Angesichts der Weigerung der britischen Regierung, eine Unbedenklichkeitsbescheinigung auszustellen, die attestieren würde, dass die Lizenzen auch nach dem Erwerb durch die russische Investorengruppe Gültigkeit behalten werden, bestand angesichts der derzeitigen geopolitischen Lage große Unsicherheit für den russischen Kaufinteressenten. Vor diesem Hintergrund drohte das Geschäft in seiner vereinbarten Form zu platzen. Nach einer aktuellen Pressemeldung von RWE wurde nun aber bestätigt, dass der Verkauf zu rund 5 Mrd. EUR bis März 2015 vollzogen werden soll.³⁷⁸ Für den Fall von Sanktionen der britischen Regierung gegen den neuen Erwerber besteht aber die Verpflichtung zum Rückkauf durch RWE.

- *Investitionszurückhaltung:* Nach Abschluss des im letzten Jahrzehnt aufgelegten, und schon jetzt absehbar wenig renditeträchtigen³⁷⁹ Kraftwerksneubauprogramms hat sich der Konzern mit Investitionen deutlich zurückgehalten. Ohne die zu verkaufende RWE Dea sollen in 2014 3,5 Mrd. EUR, in 2015 2,5 Mrd. EUR und ab 2016 nur noch

³⁷⁷ Vgl. Wirtschaftswoche, Dea-Verkauf wird zur Zitterpartie, 16.10.2014 und Manager Magazin Online. Notverkauf der Dea droht zu platzen – Anleger zittern um RWE, <http://www.manager-magazin.de/unternehmen/energie/rwe-unter-druck-verkauf-von-dea-wackelt-a-1002664.html>, zuletzt abgerufen 28.12.2014.

³⁷⁸ Vgl. RWE, RWE verkauft DEA zu einem Unternehmenswert von 5 Mrd. €, Pressemeldung 16.1.2015, Essen.

³⁷⁹ Vgl. RWE, Geschäftsbericht 2013: Zukunftsgestalter, Essen 2014, S. 30.

etwa 2 Mrd. EUR jährlich investiert werden. Das Hauptaugenmerk gilt dabei den Erhaltungsinvestitionen im Netz- und Kraftwerksbetrieb. Mit Blick auf den EE-Ausbau werden sogar Abstriche an der bisherigen Planung gemacht.

- *Restriktivere Dividendenpolitik*: Die Ausschüttungsquote, die bislang in einer Größenordnung von 50 bis 60 v.H. des nachhaltigen Nettoergebnisses lag, soll ab 2014 auf 40 bis 50 v.H. zurückgefahren werden.

Hinsichtlich der Zielsetzung zur Leistungs- und Wettbewerbsfähigkeit stellt sich das Unternehmen offenbar darauf ein, wegen der veränderten Marktstrukturen doch ernsthaft in den Konkurrenzkampf eintreten zu müssen. Diesbezüglich entlarvend erscheint die Rechtfertigung im Geschäftsbericht 2013: „Energieversorger, die im Wettbewerb bestehen wollen, können sich nicht mehr mit der Rolle des zuverlässigen Lieferanten von Strom oder Gas begnügen. Ihre Produkte müssen auch preislich attraktiv sein. Und sie müssen individuelle Kundenbedürfnisse berücksichtigen. Unternehmen, die im Hinblick auf Preise und Qualität konkurrenzfähig sein wollen, müssen effizient produzieren, über eine schlagkräftige Organisation verfügen und eine auf Leistung und Innovation ausgerichtete Kultur pflegen.“³⁸⁰

Wenn das, was 16 Jahr nach der Liberalisierung eigentlich selbstverständlich ist, zum expliziten Ziel ernannt wird, müssen wohl noch einige Defizite im Wettbewerbsverhalten vorgelegen haben. Dass ein Unternehmen dann dennoch so lange Zeit wirtschaftlich so erfolgreich wie RWE war, spricht für sich.

Unabhängig davon ist der zentrale Baustein der verstärkten Orientierung an Leistung und Wettbewerb das unter Kap. 5.2.2.2 mit Blick auf die Kostensenkung beschriebene Effizienzprogramm „RWE 2015“. Zusätzlich gehört zu diesem Programm noch das Etablieren einer *neuen Unternehmenskultur*. Darin werden die Beschäftigten zu mehr Eigeninitiative und einer verbesserten abteilungsübergreifenden Zusammenarbeit aufgefordert. Obendrein wird die Zufriedenheit der Kunden als ultimative Bewertungsbasis für interne Umstrukturierungsprozesse herausgestellt.

Mit Blick auf das dritte Oberziel, den nachhaltigkeitsorientierten Umbau des europäischen Energiesystems mit zu gestalten, stellt RWE folgende Zwischenziele heraus:³⁸¹

³⁸⁰ RWE, Geschäftsbericht 2013: Zukunftsgestalter, Essen 2014, S. 34.

³⁸¹ Vgl. RWE, Geschäftsbericht 2013: Zukunftsgestalter, Essen 2014, S. 35 ff.

- ➔ Nach Einschätzung von RWE werden selbst bei erfolgreicher Energiewende *auch im Jahr 2050 noch in großem Umfang konventionelle Kraftwerke benötigt*. Gestützt auf eine Studie der Dena geht das Unternehmen von 60 GW an gesicherter Leistung aus. Allerdings müssten diese Kraftwerke den Anforderungen eines neuen dezentralen Energiesystems mit stark dargebotsabhängigen Anlagen Rechnung tragen und flexibel auf Schwankungen beim Ökostrom reagieren können. Nach Abschluss seines Kraftwerksinvestitionsprogramms sieht sich RWE hier bestens gerüstet. Selbst das neue Braunkohlkraftwerk in Neurath verfüge bei einer Gesamtleistung von 2.100 MW über die Möglichkeit, innerhalb von einer Viertelstunde flexibel 500 MW zu- oder abzuschalten. Mit seiner Dena-basierten Einschätzung hinsichtlich des Bedarfs bis zum Jahr 2050 könnte das Unternehmen aber dann gänzlich daneben liegen, wenn bis dahin nennenswerte Fortschritte in der Speichertechnologie gemacht wurden. Darüber hinaus stellt sich die grundsätzliche Problematik der Wirtschaftlichkeit fossiler Kraftwerke. Diesbezüglich bleibt das Unternehmen recht vage, wenn es betont: „Ein Großteil unserer effizienzverbessernden Maßnahmen ist außerdem darauf gerichtet, unser unter Druck geratenes Erzeugungsgeschäft profitabler zu machen.“³⁸² Dass darunter auch das Abschalten gerade erst installierter Anlagen fallen kann, wurde unter Kap. 5.2.2.5 bereits deutlich gemacht.

Mit Blick auf das britische Standbein kann der Konzern aber Erfolge vermelden. Hier hat sich das Unternehmen mit Kapazitäten in Höhe von 8 GW als Anbieter auf dem neuen Kapazitätsmarkt qualifiziert. RWE ist in diesem Segment der zweitgrößte Akteur in den Bietungsverfahren.³⁸³ Allerdings sollen die erreichten Preise in der ersten Bietungsrunde nicht sonderlich attraktiv gewesen sein.³⁸⁴

- ➔ Der *Ausbau der EE* wird zwar weiterhin als „Eckpfeiler“ einer neuen Strategie deklariert. Allerdings sieht sich das Management genötigt, aufgrund der wirtschaftlichen Lage *erhebliche Abstriche* zu machen. Von 2014 bis 2016 sollen nur noch 1 Mrd. EUR, d.h. im Jahresdurchschnitt etwa 0,3 Mrd. EUR in diesen Bereich investiert werden. Das ist etwa ein Achtel des Gesamtinvestitionsbedarfs (ohne RWE Dea). RWE hinkt damit in seinen Ambitionen beispielsweise in relativer Sicht weit hinter EnBW hinterher. Die Karlsruher wollen bis 2020 im Durchschnitt (ohne die Netzinvestitio-

³⁸² Vgl. RWE, Geschäftsbericht 2012, Essen 2013, S. 33.

³⁸³ Vgl. RWE, Bericht über die ersten drei Quartale 2014, Essen 2014, S. 1.

³⁸⁴ Vgl. Teyssen, J. in: Handelsblatt, „An der Wahrheit festhalten“, 21.1.2015.

nen) etwa 0,6 Mrd. EUR in EE investieren, sind aber gemessen an der Bilanzsumme deutlich weniger als halb so groß wie RWE (vgl. Kap. 5.2.3.3). Obendrein wurden die Ausbaupläne gegenüber 2011 spürbar abgespeckt. Ursprünglich hatte der Konzern sich in 2011 bis 2020 vorgenommen den Anteil der EE an den Kapazitäten auf mindestens 20 v.H. auszuweiten.³⁸⁵ Dazu sollten im Jahresdurchschnitt von 2012 bis 2014 1,3 Mrd. EUR eingesetzt werden. Von diesen Vorgaben hatte sich das Unternehmen aber bereits im Geschäftsbericht 2012 verabschiedet.³⁸⁶

In der Ausrichtung wird sich das Unternehmen vorrangig auf Onshore-Windparks in Deutschland, Großbritannien, den Niederlanden und Polen konzentrieren. Die laufenden Offshore-Projekte sollen noch abgeschlossen werden. Abschließend sollen solche Projekte aber nur noch sukzessive und zusammen mit Partnern realisiert werden. Neue Biomasseprojekte sollen sicher auch wegen der veränderten Rahmenbedingungen durch die EEG-Reform 2014 (vgl. Kap. 2.1) vorerst nicht mehr in Angriff genommen werden.

Ohnehin ist angesichts knapper Finanzmittel vorgesehen, Anteile an EE-Anlagen zu verkaufen, um mit den Erlösen neue Projekte anstoßen zu können. Zudem werden verstärkt *Kooperationen insbesondere mit Kommunen und Stadtwerken* gesucht, um mit diesen die finanziellen Lasten beim EE-Ausbau zu teilen. Zuletzt wurden bei einer Co-Finanzierung sogar *Bürgerbeteiligungen* ermöglicht.

- ➔ Auch die von RWE betriebene Netzinfrastruktur muss den sich wandelnden Bedürfnissen der Energiewende angepasst werden. Das Essener Unternehmen veranschlagt dafür bis 2016 jährliche Investitionen in Höhe von etwa 650 Mio. EUR. Allerdings vollzogen sich diese Investitionen im stabilen Kalkulationsrahmen der Anreizregulierung, so dass damit nur ein geringes Risiko verbunden sei. Angesichts der Tatsache, dass im Zuge auslaufender Konzessionsverträge die *Rekommunalisierungsbestrebungen* zugenommen haben, bietet RWE *Beteiligungsmodelle* an, um die Netze im Partnerschaft mit den Kommunen zu betreiben.
- ➔ Im Feld der *Energiedienstleistungen* sollen die bisherigen Aktivitäten erweitert und die Angebotspalette um innovative, oftmals individuell zugeschnittene Produkte ergänzt werden. RWE habe hier aufgrund seiner besonderen Kompetenzen in der Ener-

³⁸⁵ Vgl. RWE, Geschäftsbericht 2011, Essen 2012, S. 30 f.

³⁸⁶ Vgl. RWE, Geschäftsbericht 2013: Zukunftsgestalter, Essen 2014, S. 15/16.

gieversorgung und in der Informationsverarbeitung strategische Vorteile im Markt. Explizit genannt wird u.a. der Bereich der dezentralen Energieversorgung, in dem zusammen mit Kommunen und Industrieunternehmen KWK-Anlagen betrieben werden. Dazu zählen aber auch Mikro-KWK-Anlagen und Stromspeichersysteme. Mit Blick auf das Gewerbe und die mittelständische Industrie sollen zudem Angebote rund um das Thema Energieeffizienz verstärkt vertrieben werden. Zudem will RWE mit den Informationsportalen „energiewelt.de“ und „rwe.effizienz.de“ individuelle Kundenlösungen zum Energiesparen verbessern. Hinsichtlich der privaten Haushalte setzt RWE auf die Expansion von „Smart-Metering“ und die automatische Verbrauchssteuerung („Smart-Home“). Darüber hinaus soll das Standbein der Elektromobilität gestärkt werden.

Im Zusammenhang mit dem erforderlichen Rückbau des AKW Biblis ist überdies im Konzern die Idee angestoßen worden, die *Demontage kerntechnischer Anlagen* langfristig als mögliche Marktlücke und als Wachstumsfeld im Auge zu behalten. Aufgrund des Ausstiegsbeschlusses in Deutschland wird der Bedarf hierzulande auf jeden Fall zunehmen. Aber auch international werden auf lange Sicht – sei es altersbedingt, sei es aus politischer Überzeugung – Kernkraftwerke stillzulegen sein. Heute als Unternehmen in diesem aufwendigen und technisch anspruchsvollen Rückbauprozess bereits Erfahrungen zu sammeln, könnte in Zukunft die Eintrittskarte für einen expandierenden Markt bedeuten:³⁸⁷ "Für die Errichtung eines Kraftwerks gibt es einen etablierten Markt. Das gibt es für den Kernkraftwerksrückbau so nicht" wird der ehemalige RWE-Power-Vorstand Gerd Jäger zitiert. "Das könnte eine ausbaufähige Plattform sein. Wir konzentrieren uns aber zuerst aber einmal auf unsere eigenen Aufgaben."³⁸⁸

Sondiert wird auch ein Ausbau des Engagements in der Region Nahost und Nordafrika. Ziel ist es vorrangig, Kooperationen im Bereich EE zu finden.

Als neues Problemfeld könnte sich längerfristig noch der Wegfall des *Eigenstromprivilegs* für Bestandsanlagen erweisen, sofern die EU-Kommission weiterhin ab 2017 darauf besteht (vgl. Kap. 2.2). In Branchenkreisen wird geschätzt, dass besonders RWE und Vattenfall (, sofern der Konzern die Sparte nicht vorher abgestoßen hat (vgl. Kap. 5.2.3.4),) bei ihren eigenstro-

³⁸⁷ Vgl. Handelsblatt.com, Abriss von AKW Biblis soll 1,5 Milliarden Euro kosten, 21.10.2011.

³⁸⁸ Jäger, G. zitiert in: Handelsblatt.com, Abriss von AKW Biblis soll 1,5 Milliarden Euro kosten, 21.10.2011.

mintensiven Braunkohletagebauen derzeit noch jährlich um jeweils etwa 250 Mio. EUR entlastet werden.³⁸⁹

5.2.3.3 EnBW

Der Karlsruher Energiekonzern wurde vom Atomausstieg durch seine relative starke Abhängigkeit von der nuklearen Verstromung besonders hart getroffen. Uwe Leprich schätzte in einem Greenpeace-Gutachten vor dem Wiederausstieg aus der Atomkraft, dass in dem Unternehmen „mindestens die Hälfte – tatsächlich wohl deutlich mehr als die Hälfte – des gesamten EnBW-Gewinns [...] auf die Atomkraftwerke“³⁹⁰ entfällt.

Hinzu kommen Kraftwerke, die eher am Rande der Merit-Order angesiedelt sind und dadurch erhebliche Rentabilitätsprobleme aufweisen (vgl. Kap. 5.1.3.6). Frank Mastiaux, Vorstandsvorsitzender von EnBW, hatte ja bereits in 2013 erklärt, dass kaum eines der fossilen EnBW-Kraftwerke gewinnbringend betrieben werden könne.³⁹¹ Das Management geht langfristig davon aus, dass der Ergebnisbeitrag aus dem Bereich der konventionellen Stromerzeugung um 80 v.H. einbrechen wird.³⁹² Anders als bei E.ON und RWE gibt es auch kein nennenswertes Auslandsgeschäft, das, wenn es gut lief, nationale Ergebniseinbußen abfedern könnte.

Infolgedessen steht dem Konzern eine *strategische Rosskur* bevor. Die unabwendbare Neuausrichtung erfolgt unter dem Leitmotiv „Energiewende. Sicher. Machen.“³⁹³ Damit signalisiert der Konzern, die Herausforderungen der Energiewende prinzipiell angenommen zu haben und – wenigstens zukünftig – einen aktiven Part bei deren Gestaltung übernehmen zu wollen. Offensiv betont das Unternehmen, die neue Strategie sei ein „klares Bekenntnis ohne ‚wenn und aber‘ zur Energiewende. Wir wollen eine aktive und beispielgebende Rolle bei der Gestaltung der Energiewelt von morgen spielen und uns dabei auf attraktive Wachstumsfelder konzentrieren.“³⁹⁴

Dabei ist davon auszugehen, dass im Hintergrund das Land Baden-Württemberg mit seinem knapp 47-prozentigen Anteil und die grün-rote Landesregierung einen nicht unerheblichen

³⁸⁹ Vgl. Handelsblatt, Brüsseler Spitzen, 25.6.2014.

³⁹⁰ Leprich, U., EnBW: Perspektiven eines Energiekonzerns, Hrsg. Greenpeace, Saarbrücken März 2011, S. 17.

³⁹¹ Vgl. Wirtschaftswoche Online, Katerstimmung bei RWE, 28.2.2014.

³⁹² Vgl. Handelsblatt.com, EnBW-Gewinn schrumpft stark, 7.3.2014.

³⁹³ Vgl. EnBW, EnBW startet strategische Neuausrichtung, Pressemitteilungen, 17.6.2013, http://www.enbw.com/unternehmen/presse/pressemitteilungen/presse-detailseite_36928.html, zuletzt abgerufen 17.4.2014.

³⁹⁴ EnBW, EnBW startet strategische Neuausrichtung, Pressemitteilungen, 17.6.2013, http://www.enbw.com/unternehmen/presse/pressemitteilungen/presse-detailseite_36928.html, zuletzt abgerufen 17.4.2014.

Einfluss auf die Energiewendefokussierung des Konzerns haben. Zu dieser neuen Aufstellung zum „grünen Vorzeigeunternehmen“³⁹⁵ gehört auch der Verzicht auf Klagen gegen den Atomausstieg. Ein rechtliches Nachkarten diesbezüglich wäre angesichts der Eigentümerstrukturen nicht nur rechtlich problematisch, sondern würde auch die Glaubwürdigkeit des Strategiewechsels in der Öffentlichkeit in Frage stellen und obendrein einen Affront gegen einen Hauptanteilseigner darstellen (vgl. Kap. 5.2.1.1). Gleichwohl dürfte sich das Unternehmen insgeheim schon auch Hoffnungen machen, bei einem Klageerfolg der anderen Big-4 nicht leer auszugehen.

Zentrale Bausteine in der Umsetzung der Strategie „*Energiewende. Sicher. Machen.*“ sind:³⁹⁶

- ➔ die oben beschriebenen *Restrukturierungs- und Rationalisierungsprogramme* im Rahmen von „*Fokus*“, „*EINE EnBW*“ und „*EnBW 2020*“,
- ➔ eine Geschäftspolitik der „*zwei Herzschräge*“: Demnach will EnBW mit seinen Geschäften in Zukunft „*nahe am Kunden*“ sein und zugleich im „*Maschinenraum der Energiewende*“ stehen.
- ➔ eine *Fokussierung* auf den *Kernmarkt in Baden-Württemberg* ergänzt um gezielte Engagements vor allem in ganz Deutschland, Österreich, der Schweiz und der Türkei.
- ➔ ein *Desinvestitionsprogramm*, bei dem im Zeitraum von 2013 bis 2015 ursprünglich rund 2,7 Mrd. EUR Erlöst werden sollen. Im jüngsten Geschäftsbericht für 2013 wurde der Zielwert auf 5,1 Mrd. EUR bis zum Jahr 2020 heraufgesetzt.³⁹⁷

Mit Blick auf die Ausrichtung, im Rahmen der „Zwei-Herzschräge-Strategie“ „nahe am Kunden“ zu operieren, zielt EnBW einerseits auf den Strom- und Gasvertrieb und andererseits auf den Ausbau von Energiedienstleistungen ab. Dabei werden sowohl die B2C als auch die B2B-Segmente angesprochen. Auch hinsichtlich der Stadtwerke und der Gemeinden in der Region will man sich verstärkt – auch mit innovativen Produkten – an den durch die Dezentralisierungstendenzen in der Energieversorgung veränderten Kundenwünschen orientieren. Dies

³⁹⁵ Handelsblatt, *Wende ohne Energie*, 14.6.2013, S.1.

³⁹⁶ Vgl. EnBW, *EnBW startet strategische Neuausrichtung*, Pressemitteilungen, 17.6.2013, http://www.enbw.com/unternehmen/presse/pressemitteilungen/presse-detailseite_36928.html, zuletzt abgerufen 17.4.2014.

³⁹⁷ Vgl. EnBW, *Bericht 2013: Kurzfassung*, Karlsruhe 2014, S. 44.

erfordert auch „eine agile Organisation, die im Dienstleistungsgeschäft schnell auf Kundenwünsche reagieren kann.“³⁹⁸ Als mögliche *Produktpalette* werden dazu explizit genannt:

- ➔ die *Energieverbrauchsoptimierung* in Haushalten und der Industrie,
- ➔ netznahe Dienstleistungen im Bereich von *Smart Grids*,
- ➔ *Smart-Home-Anwendungen*
- ➔ und das Segment der *Elektromobilität*.

Mit der größeren Kundennähe verbindet EnBW sicherlich auch die Hoffnung auf einen *Imagewandel*. Angesichts der veränderten Marktstrukturen reicht es eben nicht mehr aus, wie in der Vergangenheit primär auf Marktmacht zu setzen. Im Gegenteil: die Tatsache, in der Vergangenheit mit im Boot der Big-4 gesessen zu haben, erweist sich mit wachsenden Ausweichmöglichkeiten für die Kunden zunehmend als schädlich für das Geschäft. EnBW will sich hier scheinbar mit einer eigenständigen Rolle unter den Großkonzernen profilieren und quasi wie ein *großes Stadtwerk* als gleichberechtigter Marktpartner wahrgenommen werden. In diesem Sinne betont die Strategiebeschreibung beispielsweise auch: die „Zusammenarbeit auf Augenhöhe mit Kommunen und Stadtwerken möchte die EnBW deutlich verstärken.“³⁹⁹ Das neue „Der-Kunde-soll-König-sein-Prinzip“ spiegelt sich auch wieder in der Ausführung: „Mit neuen Geschäftsmodellen, umfassenden Dienstleistungsangeboten und Beteiligungsmöglichkeiten wollen wir der jederzeit bevorzugte Partner unserer Kunden werden, für Haushalte wie für Industrie und Kommunen.“⁴⁰⁰

Unter dem Slogan, im „Maschinenraum der Energiewende“ stehen zu wollen, kündigt EnBW an, die für die Energiewende notwendige Infrastruktur durch eine Modernisierung und einen drastischen *Umbau des Portfolios* bereitstellen zu wollen. Das betrifft insbesondere eine *Aufwertung der EE* im Erzeugungsmix. Hier wird bis zum Jahr 2020 ein Verdreifachen des EE-Erzeugungsanteils auf fast 40 Prozent angestrebt. Dazu gehören aber auch eine *Ausrichtung des Netzbetriebs* an den Erfordernissen einer zunehmend *dezentralen Einspeisung* sowie eine Flankierung des EE-Ausbaus durch energiewendekompatible konventionelle Kraftwerke.

³⁹⁸ EnBW, EnBW startet strategische Neuausrichtung, Pressemitteilungen, 17.6.2013, http://www.enbw.com/unternehmen/presse/pressemitteilungen/presse-detailseite_36928.html, zuletzt abgerufen 17.4.2014.

³⁹⁹ EnBW, EnBW startet strategische Neuausrichtung, Pressemitteilungen, 17.6.2013, http://www.enbw.com/unternehmen/presse/pressemitteilungen/presse-detailseite_36928.html, zuletzt abgerufen 17.4.2014.

⁴⁰⁰ EnBW, EnBW startet strategische Neuausrichtung, Pressemitteilungen, 17.6.2013, http://www.enbw.com/unternehmen/presse/pressemitteilungen/presse-detailseite_36928.html, zuletzt abgerufen 17.4.2014.

Als möglicherweise neues Geschäftsfeld im Zuge der Energiewende hat die Unternehmensleitung den *Rückbau der AKWs* entdeckt. Zunächst ist an den Standorten Phillipsburg und Neckarwestheim die Einrichtung eines Reststoffbearbeitungszentrums geplant.⁴⁰¹

Vorgesehen ist insgesamt ein Investitionsvolumen von über 7 Mrd. EUR: „Der Schwerpunkt wird dabei auf Wind- und Wasserkraftaktivitäten im industriellen Maßstab und den gezielten Ausbau der Netze sowohl im Transport- als auch im Verteilnetzbereich bis hin zu sogenannten Smart Grids liegen. Bis zum Jahr 2020 will die EnBW zusätzlich zu den bisherigen Investitionsvorhaben rund 3,5 Milliarden Euro – und damit rund 50 Prozent dieser Investitionen – allein in den Ausbau der Windkraft und weitere rund 3 Milliarden Euro in das Netzgeschäft investieren. Bis 2020 will die EnBW so beispielsweise ihre Kapazitäten aus Onshore-Windparks von derzeit rund 200 Megawatt installierter Leistung auf rund 1.750 Megawatt deutlich erhöhen. Eine weitere Wachstumsoption wird die Offshore-Windkraft sein.“⁴⁰² EnBW verfolgt derzeit vor der deutschen Küste unter den Big-4 mit einem Plus von 1 GW die weitreichendsten Zubaupläne.⁴⁰³ Die Tatsache, dass hier die Vergütungssätze auch im Zuge der EEG-Reform nicht angetastet wurden und weiterhin sehr attraktiv bleiben, macht EnBW an dieser Stelle zu einem „Gewinner“ des EEG-Reformprozesses. Vor diesem Hintergrund überrascht es auch nicht, dass das Unternehmen im Segment der EE in 2014 die Investitionen auf rund 340 Mio. EUR gegenüber ca. 144 Mio. EUR im Vorjahreszeitraum ausgeweitet hat.

Im Ausbauprozess wird dabei *kein Alleineigentum* angestrebt. Insbesondere Kommunen soll eine Plattform geboten werden, sich an Erzeugungsanlagen und Netzen zu beteiligen. In der technologischen Entwicklung von Produkt- und Prozessinnovationen wird verstärkt auf Risiko und Kosten reduzierende sowie *Synergien schaffende Partnerschaften* gesetzt. Ein wichtiges Instrument soll dabei die Gründung eines Innovationscampus sein: „Insbesondere im Bereich der energienahen Dienstleistungen sollen Partnerschaften oder selektiv Übernahmen das Know-how ergänzen und das Angebotsportfolio komplettieren.“⁴⁰⁴

Alles in allem wird hier dem Ende 2012 eingesetzten Vorstandsvorsitzenden Frank Mastiaux, der zuvor schon bei E.ON die EE-Sparte mit aufgebaut hatte, eine überaus starke Umstrukturierung der bisherigen Geschäftsaktivitäten abverlangt. Bis 2020 sollen die neuen Investitions-

⁴⁰¹ Vgl. Handelsblatt, EnBW treibt den Abbau alter Kernreaktoren voran, 1.4.2014.

⁴⁰² EnBW, EnBW startet strategische Neuausrichtung, Pressemitteilungen, 17.6.2013, http://www.enbw.com/unternehmen/presse/pressemitteilungen/presse-detailseite_36928.html, zuletzt abgerufen 17.4.2014.

⁴⁰³ Vgl. Wirtschaftswoche online, EEG-Reform: Auch Genossen müssen zahlen, 2.4.2014.

⁴⁰⁴ EnBW, EnBW startet strategische Neuausrichtung, Pressemitteilungen, 17.6.2013, http://www.enbw.com/unternehmen/presse/pressemitteilungen/presse-detailseite_36928.html, zuletzt abgerufen 17.4.2014.

felder 40 v.H. des Ergebnisses beisteuern. Dazu sollen bis dahin vorab in all diese Wachstumsfelder 14 Mrd. EUR investiert werden.⁴⁰⁵

Die *finanziellen Möglichkeiten* für ein derartiges Mammutprojekt halten sich aber in derart überschaubaren Grenzen, dass das Handelsblatt das Projekt der Neuausrichtung mit dem viel-sagenden Titel „Wende ohne Energie“⁴⁰⁶ beschrieb. Angesichts rückläufiger Ergebnisse und der fordernden öffentlichen Hand der Haupteigentümer sind thesaurierte Gewinne keine ernsthafte Finanzierungsoption. Obendrein drohen dem Konzern Erlöseinbußen aus der Wasserversorgung, weil die Stadt Stuttgart sie rekommunalisieren will.⁴⁰⁷ Zudem verweigern das Land Baden-Württemberg und der kommunale Zweckverband OEW, aufgrund eigener finanzieller Engpässe den Zuschuss von neuem Kapital. Baden-Württembergs Finanzminister, Nils Schmid, gab in dem Kontext lakonisch die Devise vor: „Herr Mastiaux weiß, dass er mit den vorhandenen Mitteln auskommen muss.“⁴⁰⁸ So bleiben angesichts einer ohnehin schon hohen Verschuldung und dem Streben nach einer verbesserten Bonität nur die beiden Wege der Desinvestition und der weiteren Kostensenkung. Dazu führt auch der Geschäftsbericht des Jahres 2013 aus: „Das Management hat sich zur Sicherung der soliden Finanzlage des Unternehmens verpflichtet: Investitionen werden nur in Angriff genommen, wenn entsprechende Mittelzuflüsse aus dem laufenden Geschäft, aus Desinvestitionen und Effizienzgewinnen den Spielraum dafür bieten.“⁴⁰⁹

Mit Blick auf die *Desinvestitionsziel*, im Zeitraum bis 2020 rund 5,1 Mrd. EUR zu erlösen, sind bisher erst knapp 500 Mio. EUR im Jahr 2012 und rund 300 Mio. EUR realisiert worden.⁴¹⁰ Rund 490 Mio. EUR davon gehen auf das Konto des Verkaufs von Beteiligungen in Polen. Auf jeden Fall gestaltet sich der Verkauf von Beteiligungen – auch angesichts des Umbruchs in der Branche – nicht als reibungslos, zumal EnBW seine Beteiligungen auch nicht unter Wert verkaufen will.⁴¹¹ Das betrifft zum Beispiel die Anteile am Mannheimer Energieversorger MVV, an den Stadtwerken Düsseldorf oder am Regionalversorger EWE. Obendrein

⁴⁰⁵ Vgl. EnBW, Bericht 2013: Kurzfassung, Karlsruhe 2014, S. 44.

⁴⁰⁶ Handelsblatt, Wende ohne Energie, 14.6.2014, S.1.

⁴⁰⁷ Vgl. Wirtschaftswoche, So dramatisch steht es um die Zukunft der Wasserversorgung, 23.11.2013.

⁴⁰⁸ Schmid, N. zitiert in: Handelsblatt, Wende ohne Energie, 14.6.2014, S.6.

⁴⁰⁹ Vgl. EnBW, Bericht 2013: Kurzfassung, Karlsruhe 2014, S. 98.

⁴¹⁰ Vgl. ebenda, S. 76.

⁴¹¹ Vgl. Die Welt, Energiewende lässt Gewinn bei EnBW weiter bröckeln, 7.3.2014.

wird beim Verkauf der Anteile am Regionalversorger EWE mit einem Abschreibungsbedarf von bis zu 1 Mrd. EUR gerechnet.⁴¹²

In Anbetracht dessen bleibt der interne Kostenhebel auch weiterhin eine zentrale Stellschraube. Dabei ist der Konzern in diesem Punkt – zumindest im relativen Vergleich zu RWE – weit vorangeschritten. Während RWE von 2012 bis Ende 2013 etwa 1 Mrd. EUR eingespart hat, konnte EnBW im Geschäftsbericht für 2013 eine Entlastung von rund 0,6 Mrd. EUR vermelden.⁴¹³ Dabei beläuft sich die Bilanzsumme von EnBW aber nur auf rund 36 Mrd. EUR und damit auf etwa 41 v.H. der Bilanzsumme von RWE.

Dennoch wird der Wirtschaftswoche zufolge das „Abspeckprogramm“ weiter gehen und „die Fastenzeit bei EnBW ein Dauerprogramm.“⁴¹⁴ So schwört die Führungsetage ihre Belegschaft im Geschäftsbericht 2013 zwischen den Zeilen auch schon auf eine anhaltende Durststrecke ein: „Um die Chancen der Energiewende in Deutschland ergreifen zu können, benötigt die EnBW mehr denn je das Engagement ihrer Mitarbeiter [...]“.⁴¹⁵

Vor diesem Hintergrund des skizzierten Spagats wird der Presse zufolge vereinzelt Kritik laut. Demnach sei die Strategie hinsichtlich der Finanzierungsseite nach Auffassung von Aufsichtsratsmitgliedern angeblich zu „vage“: „Es wird befürchtet, dass die Strategie bei allem Sparen auf der Strecke bleibt.“⁴¹⁶

Die Geschäftsführung selbst gibt sich im Geschäftsbericht 2013 mittelfristig dennoch optimistisch: „Durch die weitestgehende Umsetzung des Desinvestitionsprogramms bis 2015 können wir trotzdem genügend Investitionsmittel für die aktive Gestaltung der Energiewende bereitstellen und gleichzeitig die Nettoschulden senken, um so auch weiterhin unsere Ratingeinstufung zu erhalten.“⁴¹⁷

5.2.3.4 Vattenfall

Der Vattenfall-Konzern wird von Schweden aus gesteuert und befindet sich zu 100 v.H. im Besitz des schwedischen Staates, der wiederum als Eigentümer seine politischen Vorstellungen

⁴¹² Vgl. Spiegel Online, Streit mit Regionalversorger: EnBW droht Milliardenverlust aus Beteiligung, 7.11.2011, <http://www.spiegel.de/wirtschaft/unternehmen/streit-mit-regionalversorger-enbw-droht-milliardenverlust-aus-beteiligung-a-796205.html>, zuletzt abgerufen 18.4.2014.

⁴¹³ Vgl. Mastiaux, F., Interview mit dem EnBW-Vorstand, in: EnBW, Bericht 2013: Kurzfassung, Karlsruhe 2014, S. 6.

⁴¹⁴ Wirtschaftswoche Online, Permanent-Fasten bei EnBW, 7.3.2014.

⁴¹⁵ EnBW, Bericht 2013: Kurzfassung, Karlsruhe 2014, S. 98.

⁴¹⁶ Handelsblatt, Wende ohne Energie, 14.6.2013, S. 6.

⁴¹⁷ EnBW, Bericht 2013: Kurzfassung, Karlsruhe 2014, S. 121.

gen stark in die Geschäftsausrichtung miteinbringt. In der Abwägung von politischen und Profit-Interessen gilt dabei die Maßgabe: “Vattenfall’s mission, from its owner, is to generate a market rate of return by operating an energy business that enables the company to be among the leaders in developing environmentally sustainable energy production.”⁴¹⁸ Das Oberziel in dieser Vorgabe ist die Nachhaltigkeit, die Rendite hat dazu Instrumentalcharakter. Angepeilter Richtwert ist dabei eine Gesamtkapitalrendite von 9 v.H.⁴¹⁹

Angesichts des auch für Vattenfall verschlechterten Marktumfelds musste das Unternehmen seine ursprüngliche Strategie aus dem Jahr 2010 zurückziehen.⁴²⁰ Geplant war eine Konsolidierungsphase bis zum Jahr 2013. Ihr sollte sich eine Wachstumsphase anschließen. Im Jahr 2012 ruderte die Unternehmensleitung zurück: „Anstelle einer allgemeinen Wachstumsplanung muss sich Vattenfall nun für die absehbare Zukunft auf seine bestehenden Anlagen konzentrieren – *nur die erneuerbaren Energien sind weiterhin ein Wachstumsbereich.*“⁴²¹

Das Unternehmen benennt mit Blick auf seine auch politisch stark geprägte strategische Ausrichtung fünf *Kernziele*:⁴²²

- ➔ anhaltendes Wachstum der *regenerativen Energieerzeugung*,
- ➔ Stärken der Stellung in *Skandinavien*,
- ➔ Maßnahmen zur *Senkung der CO₂-Emissionen* des Unternehmens,
- ➔ Angebot von *Energiedienstleistungen* und
- ➔ eine stärkere Konzentration auf „*Operative Exzellenz*“ und *Kostensenkung*.

Der *Ausbau der EE* zählt für Vattenfall nun zu *einer der wichtigsten Zielsetzungen*. Angestrebt wird eine unternehmensweite Wachstumsrate der EE-Kapazitäten, die über der des Gesamtmarktes liegt. In Abwägung mit *eingeschränkten finanziellen Möglichkeiten* einerseits und Überkapazitäten in den nordeuropäischen Märkten andererseits sind im Zeitraum von 2014 bis 2018 10 Mrd. SEK (ca. 1,1 Mrd. EUR) an EE-Investitionen geplant. Das ist rund ein Zehntel der Gesamtinvestitionen, von denen aber über 83 v.H. für unaufschiebbare Erhaltungs- oder Ersatzinvestitionen reserviert sind. Bezogen auf die Erweiterungsinvestitionen in

⁴¹⁸ Vattenfall, Annual and sustainability report 2013, Stockholm 2014, S. 4.

⁴¹⁹ Vgl. ebenda, S. 16.

⁴²⁰ Vgl. Vattenfall, Geschäftsbericht 2012 inklusive Nachhaltigkeitsbericht, Stockholm 2014, S. 16.

⁴²¹ Vattenfall, Geschäftsbericht 2012 inklusive Nachhaltigkeitsbericht, Stockholm 2013, S. 16.

⁴²² Vgl. Vattenfall, Annual and sustainability report 2013, Stockholm 2014, S. 14.

Höhe von 18 Mrd. SEK (ca. 1,9 Mrd. EUR) sind somit 56 v.H. für EE und hier wiederum fast ausschließlich für Windenergieanlagen vorgesehen.⁴²³ Der Betrag entspricht im Jahresdurchschnitt aber nur 2 Mrd. SEK (ca. 0,21 Mrd. EUR). Mit zu dem Ausbauprogramm zählt der Offshore-Windpark DanTysk, 70 km nördlich von Sylt, der zusammen mit den Stadtwerken München errichtet wird. Im Juli 2014 beschloss Vattenfall zudem den Bau eines neuen Windparks in Großbritannien (228 MW), der Ende 2016 ans Netz gehen soll. Zudem soll die Kapazität des Offshore-Windparks Kentish Flats vor der Südostküste Englands ab Mitte 2015 verdoppelt werden.

Regional fokussiert das Unternehmen darauf, seine starke Stellung im skandinavischen Markt, in dem der Konzern der größte Stromproduzent ist, zu behaupten. Dabei sollen die Transportkapazitäten in andere Länder mit dem Ziel des Stromexports ausgebaut werden. Durch Nachrüstungen wurde die Laufzeiten der AKWs Ringhals und Forsmark in fünf von sechs Reaktoren von 50 auf 60 Jahre ausgedehnt. 2012 wurde sogar zumindest noch überlegt, weitere AKWs zu bauen.⁴²⁴ Zudem soll politischer Einfluss auf die EU-Wasserrichtlinie genommen werden, da sich ansonsten die schwedischen Kapazitäten von Wasserkraftwerken um 10 v.H. verringern könnten.

Vattenfall hat sich im Jahr 2010 ein ehrgeiziges Ziel zur *Rückführung seiner CO₂-Emissionen* gesetzt. Von 94 Millionen Tonnen im Jahr 2010 soll der Schadstoffausstoß auf 65 Millionen Tonnen bis 2020 eingedämmt werden.⁴²⁵ Bis Ende 2013 wurde eine Verringerung auf knapp 89 Millionen Tonnen vorrangig durch den Verkauf von Kraftwerken in Polen und Dänemark erreicht. Durch die bislang geplanten Maßnahmen wird das Unternehmen bis zum Jahr 2020 noch um 14 Millionen Tonnen über der Zielmarke liegen. Neben den jetzt schon vorgesehenen Desinvestitionen, die zu einer Reduktion um 7,3 Millionen Tonnen beitragen sollen, werden weitere Verkäufe von emissionsintensiven Kraftwerken unvermeidbar sein. In diesem Kontext verabschiedet sich Vattenfall auch vom Bau neuer Kohlekraftwerke. Im Geschäftsbericht wird dazu ausgeführt: „Moorburg is the last of Vattenfall’s coal-based investment projects to be completed.“⁴²⁶

⁴²³ Vgl. ebenda, S. 15.

⁴²⁴ Vgl. Vattenfall, Geschäftsbericht 2012 inklusive Nachhaltigkeitsbericht, Stockholm 2013, S.6.

⁴²⁵ Vgl. Vattenfall, Nachhaltigkeit bei Vattenfall, 24.10.2013, <http://corporate.vattenfall.de/nachhaltigkeit/nachhaltigkeit-bei-vattenfall/>, zuletzt abgerufen 17.4.2014,

⁴²⁶ Vattenfall, Annual and sustainability report 2013, Stockholm 2014, S. 15.

Ende Oktober 2014 verkündete Vattenfall überdies, aus dem *Braunkohletagebau* in Deutschland aussteigen zu wollen.⁴²⁷ Betroffen von dem Geschäft wären über 8.000 Beschäftigte. Die Verkaufsprüfung soll bis zum Frühjahr 2015 abgeschlossen werden. Treibende Kraft war die rot-grüne Minderheitsregierung in Schweden, die allerdings inzwischen zurückgetreten ist und den Weg für Neuwahlen im März frei gemacht hat. Bis zur Bildung einer neuen Regierung wird daher keine endgültige Entscheidung erwartet.

Bei einem Verkauf würde sich Vattenfall von einem im Heimatland politisch umstrittenen Geschäftszweig trennen. Zugleich müsste der Konzern nicht mehr befürchten, dass das Eigenstromprivileg für Altanlagen im Braunkohletagebau kippt. Darüber hinaus dürfte das Abstoßen der Sparte Mittelzuflüsse in einer Größenordnung von 3 Mrd. EUR in die Kassen des Unternehmens spülen, mit denen weitere Spielräume für strategischen Umbau eröffnet werden.⁴²⁸

Das veränderte Marktumfeld, in dem Kunden immer stärker am *Energiesparen* und an einer *nachhaltigen Energieversorgung* interessiert sind, betrachtet Vattenfall des Weiteren als große Chance, neue Geschäftsfelder zu erschließen. Zur Angebotspalette zählen: „Smart Metering“, „Smart Home“, Energiecontracting mit Unternehmenskunden, Angebote von PV-Anlagen in Verbindung mit Abnahmegarantien, Angebot von Mikro-KWK-Anlagen, Betrieb von virtuellen Kraftwerke, Elektromobilität und „Smart Grids“.

Im Rahmen der angestrebten „Operationalen Exzellenz“ geht es darum, eine an den Vorstellungen des Kunden orientierte, aufeinander abgestimmte und effiziente Prozesskette innerhalb des gesamten Unternehmens zu installieren. Ein permanentes Change Management gehört mit dazu. Bezogen auf die Kostensenkung (vgl. Kap. 5.2.2.4) kündigt die Unternehmensleitung an, nach der Kostensenkungsrunde um 9 Mrd. SEK (knapp 1 Mrd. EUR) in der Phase zwischen 2010 bis 2013 eine zweite Runde bis 2015 anzuschließen. Dabei sollen weitere 4,5 Mrd. SEK (ca. 0,5 Mrd. EUR) eingespart werden, wobei bereits auf die Notwendigkeit substanzieller Personalkürzungen hingewiesen wird. Auch hier scheint diesbezüglich die Verunsicherung innerhalb des Unternehmens groß zu sein, jedenfalls wenn man zwischen den nachfolgenden Zeilen des Geschäftsberichtes liest: “The results from the 2013 survey indicate that the employees are satisfied with their work and their immediate supervisors, but also that the-

⁴²⁷ Vgl. Spiegel Online, Schwedischer Staatskonzern: Vattenfall forciert Ausstieg aus deutscher Braunkohle, <http://www.spiegel.de/wirtschaft/unternehmen/vattenfall-forciert-ausstieg-aus-braunkohle-in-lausitz-a-1006805.html>, zuletzt abgerufen 4.1.2015.

⁴²⁸ Vgl. Handelsblatt, Tschechen an Braunkohle von Vattenfall interessiert, 13.11.2013.

re is a need to better understand Vattenfall's overall strategy and decisions that are made by top management, especially in times of major change.”⁴²⁹

Darüber hinaus soll auch bei den Erhaltungsinvestitionen Sparpotenzial geborgen werden. Ziel der Sparmaßnahmen ist es, Mittel für Neuinvestitionen in EE freizusetzen. Hinsichtlich unrentabler oder strategisch weniger bedeutsamer Kraftwerke soll ein Verkauf, oder andernfalls eine Schließung erfolgen. Bereits in 2010 wurden dazu auch mit Blick auf die Nettoverschuldung Randgeschäfte in Polen, Belgien und Finnland verkauft. Das Unternehmen *konzentriert* sich damit regional auf *Schweden, Deutschland und die Niederlande*.⁴³⁰

⁴²⁹ Vattenfall, Annual and sustainability report 2013, Stockholm 2014, S. 36.

⁴³⁰ Vattenfall, Geschäftsbericht 2012 inklusive Nachhaltigkeitsbericht, Stockholm 2013, S. 15.

6 Perspektiven der Big-4

Alle Big-4 leiden unter dem Wegbrechen ihres bisherigen Kerngeschäftes: der Stromerzeugung mit konventionellen Kraftwerken. Einerseits versorgen sich private Haushalte, das Gewerbe und die Industrie zunehmend selbst mit Strom aus dezentralen Anlagen. Dieser Trend resultiert nicht nur aus einer ökologischen Überzeugung, sondern auch deshalb, weil sich die Stromabnehmer so ganz bewusst der Dominanz der Big-4 entziehen wollten. Andererseits kommt hinzu, dass sich vollkommen neue Stromanbieter in einem Segment etabliert haben, das von den Big-4 lange Zeit nicht ernst genommen wurde.

Die hohen staatlichen Anreize des EEG haben wesentlich mit dazu beigetragen, dass Strom über die zusätzlichen EE immer mehr zu „Bürgerenergie“ wird. Nach einer Studie von Trend:research/Leuphana halten diese „Öko-Bürger“ etwa 47 v.H. der installierten EE-Leistung.⁴³¹ Bei der EE-Stromerzeugung stammt so fast jede zweite Kilowattstunde EE-Strom (43 v.H.) aus Anlagen der Bürgerenergie. Energieversorger halten dagegen nur rund 12,5 v.H. der installierten Anlagen, der Rest von 41,5 v.H. entfällt auf institutionelle Investoren. Der Geschäftsführer von trend:research, Dirk Briese, hebt daher auch hervor: „Die sogenannte ‚Energiewende‘ ist bisher stark durch das finanzielle Engagement der Bürgerinnen und Bürger geprägt. [...] Unsere erneute Erhebung der Eigentümeranteile macht deutlich, dass der Ausbau der Erneuerbaren Energien dazu führte, dass sich dieser Teil des Energiemarkts von einem nahezu monopolistischen zu einem *polypolistischen Markt* entwickelt hat.“⁴³²

Angesichts der zunehmenden EE-Einspeisung und Selbstversorgung fallen nicht nur mengenmäßig die von den Big-4 noch zu bedienende Reststromnachfrage, sondern auch die Börsenpreise. Die Umsätze der ehemaligen Energieriesen schmelzen so im Großhandel *mengen- und preisseitig*. Eine durch die Wirtschaftskrise stark geschwächte Konjunktur, fallende Gas- (und Steinkohle)preise bei den Grenzkraftwerken haben mit dazu beigetragen, dass sich die Margen der inframarginalen Kraftwerke noch weiter verschlechtern.

Die starke Fluktuation des von den dargebotsabhängigen EE-Anlagen eingespeisten Stroms führt zudem dazu, dass insbesondere im Grenzbereich der Merit-Order fossile Kraftwerke immer seltener ausgelastet werden. Infolgedessen können hier oftmals keine ausreichenden

⁴³¹ Trend:research/Leuphana, Definition und Marktanalyse von Bürgerenergie in Deutschland, Bremen 2013, S. 42.

⁴³² Briese, D. zitiert in: Agentur für Erneuerbare Energien, Bürger sind Treiber der Energiewende, 2013, <http://www.unendlich-viel-energie.de/buerger-sind-treiber-der-energiewende>, zuletzt abgerufen 13.1.2014.

Deckungsbeiträge mehr erwirtschaftet werden. Bei den Kernkraftwerksbetreibern kommt hinzu, dass acht AKWs kurzfristig abzuschalten waren und dass in den verbliebenen AKWs durch die Einführung der Kernbrennstoffsteuer nahezu eine Verdoppelung der Gestehungskosten entsteht, so dass auch hier Rentabilitätseinbußen einsetzen. Darüber hinaus ergeben sich auch im Auslandsgeschäft mit Kraftwerken und mit EE-Anlagen Einbußen durch unerwartete staatliche Eingriffe. So hat beispielsweise die spanische Regierung wegen der Haushaltsprobleme rückwirkend die EE-Förderung gekürzt, in Ungarn wurden eine Tarifsenkung verordnet und gleichzeitig die Steuern für Energieversorger erhöht.⁴³³

Die Abwehrschlachten der Big-4 gegen den deutschen Energiewendeprozess sind inzwischen zum großen Teil geschlagen. Es wird zwar aus ihren Vorstandsetagen heraus immer wieder beklagt, dass die vier Großkonzerne nur wegen der staatlich verordneten Energiewende wirtschaftlich so abgestürzt seien. Überdies ließen sich – abgesehen von EnBW – die Konzerne nicht davon abhalten, über Klagen gegen die AKW-Stilllegung bzw. –Laufzeitverkürzung sowie die Kernbrennstoffsteuer vorzugehen.

Auch werden regelmäßig aus den Konzernzentralen Reformen im Energiewendeprozess angemahnt: Mit Blick auf die EE wird dabei mehr Markt gefordert. Einerseits soll dies reaktiv noch einmal ins Bewusstsein rufen, dass die EE in einem marktwirtschaftlichen Prozess rückblickend wegen ihrer hohen spezifischen Fixkosten keine Chance gehabt hätten und dass es dann keine „Spielverderber“ für das konventionelle Geschäft und den anhaltenden Erfolg der Big-4 gegeben hätte. Andererseits wird die verstärkte Einbindung der EE in den Markt auch mit proaktiver Motivation gefordert. In einer eher kleinteiligen Anbieterstruktur zählen die Big-4 trotz einer gemessen an ihren Kraftwerkspark *relativen* EE-Untergewichtung mit ihrer Ökostromproduktion noch zu den größeren Anbietern. In einer marktnäheren Ausgestaltung der EE-Versorgung könnten sie sich somit auch besser in Bieterprozessen durchsetzen. Auch fiel es ihnen mit einem großen Erzeugungsportfolio leichter, im Day-Ahead-Markt Lieferverpflichtungen zu erfüllen.

Interessanter Weise setzen die Big-4 mit Blick auf die Versorgungssicherheit aber weniger auf die traditionellen Marktgesetze. Der Abbau von Überkapazitäten verursacht bei ihnen wirtschaftliche Einbußen. Beim Halten von Reservekraftwerken zum Ausgleich dargebotsabhängiger Einspeisefluktuationen der EE wird dem Energy-Only-Market-Ansatz weitgehend nicht vertraut. Stattdessen hofft man bei den aktuellen Überkapazitäten, dass eigene Kraft-

⁴³³ Vgl. Terium, P. zitiert in: RWE, Geschäftsbericht 2013: Zukunftsgestalter, Essen 2014, S. 32.

werke als systemrelevant eingestuft werden und zu auskömmlichen Garantepreisen in die strategische Reserve aufgenommen werden. Zudem wurde mehrfach der Ruf nach der Einführung von Kapazitätsmärkten laut, um so Wirtschaftlichkeitsdefizite der fossilen Kraftwerke abzufedern. Eine Ausnahme ist Vattenfall. Hier plädierte der Deutschland-Chef eindeutig für den „Energy-Only-Market“. Dies kann allerdings auch damit zu tun haben, dass die fossilen Vattenfall-Kraftwerke vergleichsweise jung sind und weniger oft am Rande der Merit-Order rangieren. Gerade die inframarginalen Kraftwerke würden aber besonders stark von den Strompreisspitzen in einem Energy-Only-Market profitieren.

Ungeachtet dessen gehen die zentralen Führungskräfte der Big-4 inzwischen vorwiegend pragmatisch mit der Energiewende um. Die Gestaltungsfunktion der Politik wird mehr oder weniger akzeptiert, auch wenn gerade E.ON und RWE sicher noch an der Seite vieler Stadtwerke vehement um die Einführung von Kapazitätsmärkten kämpfen werden. Nach dem beispiellosen Lobbying im Zusammenhang mit der Laufzeitverlängerung der AKWs bleibt den Big-4 aber nicht mehr viel anderes übrig, als „kleinere Brötchen zu backen.“ Die Türen der politischen Entscheidungsträger öffnen sich offenbar nicht mehr so leicht wie früher. Das teilweise selbstherrliche und aggressive Auftreten im Zusammenhang mit der AKW-Laufzeitverlängerung und ihrer Suspendierung hat hier zu einem längerfristigen Vertrauensbruch geführt.

Vor dem Hintergrund distanziert sich selbst der neue RWE-Chef, Peter Terium, inzwischen von der starren Haltung seines Vorgängers, Jürgen Großmann, ein wenig. Im Geschäftsbericht 2013 ließ Terium seinen vorangestellten Interviewbeitrag in diesem Sinne überschreiben mit: „Die Politik bestimmt über den Rahmen. Über unseren Erfolg entscheiden wir.“⁴³⁴ Die Big-4 konzentrieren sich mithin verstärkt darauf, bei nicht mehr zeitgemäßen Geschäfts- und vor allem auch Stromerzeugungsstrukturen das Beste aus den neuen Rahmenbedingungen zu machen.

Allerdings fehlen die in den fossilen Kraftwerken sowie zuvor in Beteiligungen im In- und Ausland gebundenen Mittel für eine nachhaltige Neupositionierung. Dies gilt umso mehr, als in der Vergangenheit auch unter dem Druck der Shareholder eine großzügige Ausschüttungspolitik betrieben wurde. Gerade bei RWE gehörten dazu auch die Kämmerer der notorisch klammen Kommunen als Anteilseigner. Angesichts des zwischenzeitlichen Down-Ratings am

⁴³⁴ Terium, P. zitiert in: RWE, Geschäftsbericht 2013: Zukunftsgestalter, Essen 2014, S. 15.

Kapitalmarkt und einer hohen Verschuldung stellt aber auch die Fremdfinanzierung allenfalls eine begrenzte Finanzierungsalternative dar.

Auch eine Finanzierung aus zusätzlichem Eigenkapital ist angesichts der verdüsterten Unternehmensperspektiven und der gefallen Aktienkurse derzeit immer problematisch und wäre nur gegen hohen Widerstand der Eigentümer durchzusetzen. Hinzu kommt bei RWE, dass die letzte Kapitalerhöhung erst 2011 stattgefunden hat. Schon damals konnten viele Kommunen aufgrund der eigenen angespannten Kassenlage nicht mitziehen, so dass ihr von ihnen als strategisch wichtig angesehener Einfluss sich verringerte. Bei EnBW sind diesbezüglich die Vorgaben ohnehin eindeutig: Es wird weder vom kommunalen Zweckverband noch vom Land Baden-Württemberg einen Nachschlag geben. Mit Blick auf Vattenfall kommt hinzu, dass der schwedische Mutterkonzern derzeit den deutschen Markt wegen der unerwünscht kohlelastigen Profilierung hierzulande eher als langfristiges Auslaufmodell sehen könnte: Schließlich sollen Kohlekraftwerke in Deutschland definitiv nicht mehr gebaut werden, das Stromnetz in Hamburg ist rekommunalisiert worden und der Braunkohletagebau soll verkauft werden. Vor diesem Hintergrund dürfte die Bereitschaft von Vattenfall, für das hiesige Geschäft Mittel zu mobilisieren, eh gering sein. Das für einen echten Umbau erforderliche Geld muss somit aus der Innenfinanzierung kommen.

Angesichts der Rentabilitätsprobleme im bisherigen Kerngeschäft steht dort aber die Erlösseite massiv unter Druck, so dass auch einer Finanzierung aus dem Cash-Flow enge Grenzen gesetzt sind. Bei den Unternehmen, die auch ein starkes Standbein im Ausland haben, kommen verstärkend noch – neben unerwünschten Sondereffekten wie bei E.ON in Brasilien und Russland – Einbrüche in der Weltkonjunktur und wechselkursbedingte Einbußen hinzu.

Obendrein droht den Unternehmen auch noch das Wegbrechen des anreizregulierten und daher nicht ganz so renditeträchtigen, dafür aber recht stabilen Netzgeschäftes. Denn viele langfristige Konzessionsverträge laufen demnächst aus. Auch angesichts der generellen Unzufriedenheit mit den Big-4 stellen die allerorten intensivierten Rekommunalisierungsbemühungen darauf ab, den Netzbetrieb wieder in eigener Regie zu führen und als Basis für die Gründung eigener Stadtwerke in Bürgerhand zu nutzen. Die Rekommunalisierung des zuletzt von Vattenfall betriebenen Netzes in Hamburg ist diesbezüglich ein Aufsehen erregendes Beispiel.

Aber selbst im weitergeführten Netzgeschäft könnten mit dem Beginn der dritten Regulierungsperiode in 2018 zusätzliche Belastungen bei einer Verschärfung der Effizienzanforderungen drohen.

In Anbetracht dessen bleiben den Big-4 im Wesentlichen nur noch die Desinvestition und die Rationalisierung, um die dringend benötigten finanziellen Mittel für einen Neuanfang zu mobilisieren.

Mit Blick auf die *wegen des Umbruchs* in der Branche geplanten Desinvestitionen erweist sich aber gerade *der Umbruch selbst* als Hindernis. So dürfte der Verkauf von eigenen Kraftwerksanteilen nur zu deutlichen Preisnachlässen gelingen. Das Abstoßen von Beteiligungen hingegen leidet darunter, dass es derzeit der Branche insgesamt nicht sonderlich gut geht. So droht beispielsweise nach Pressemeldungen EnBW eine Milliardenabschreibung, wenn das Unternehmen seine Beteiligung am Regionalversorger EWE verkaufen sollte.

In diesem Kontext muss auch die spektakuläre Neuausrichtung des E.ON-Konzerns bewertet werden. Das Düsseldorfer Unternehmen hat sich damit zwar in konsequentester Weise von seiner bisherigen Geschäftsstrategie verabschiedet und den Weg für einen durchgreifenden Strategiewechsel frei gemacht. Das Abstoßen bisheriger Aktivitäten – insbesondere der Verkauf des Engagements in Spanien und Portugal - geht aber zunächst mit erheblichen Verlusten einher. Nachdem bereits zuvor Abschreibungen fällig waren, wurden für 2014 im Zuge einer „Tabula-Rasa-Aktion“ nochmals Wertberichtigungen von 5,2 Mrd. EUR fällig.

Hinsichtlich der Effizienzprogramme ist zu erwähnen, dass die Unternehmen im Zuge der Liberalisierung bereits eine erste Rationalisierungswelle hinter sich gebracht hatten. Die internen Verteilungskämpfe hielten sich dabei allerdings noch in Grenzen, da die Konflikte primär zu Lasten Dritter, nämlich der Kunden, gelöst wurden. Dieser Ausweg bleibt nun mit zunehmender Wettbewerbsintensität weitgehend verschlossen. Infolgedessen nehmen die internen Verteilungskonflikte zu. Dabei verdeutlichen die Drohung mit Streiks und die Eskalation in der Auseinandersetzung mit dem Management und den Mitbestimmungsvertretern/innen im Vorfeld von „E.ON 2.0“ beispielhaft, dass der Verteilungskonflikt auch in den gewählten Mitteln zu seiner Austragung wesentlich rauer wird.

Zwar werden nach wie vor „sozialverträgliche“ Lösungen beim Stellenabbau gesucht, lediglich E.ON hatte sich nicht von vornherein auf den Verzicht auf betriebsbedingte Kündigungen festlegen lassen. Aber mit Blick auf die Beschäftigten stellt das Einrichten von Qualifizie-

rungsgesellschaften nur eine vorübergehende Lösung dar. Außerdem verschlechtern sich die Rahmenbedingungen für die Beschäftigten in den Unternehmen generell. So sind die Gehaltsperspektiven alles andere als rosig, die Belegschaft wird bereits auf eine längere Durststrecke eingestimmt. Die eingetrübten Aussichten treffen angesichts der organisatorischen Zentralisation auch für die Aufstiegsperspektiven zu. In diesem Umfeld besteht die Gefahr, den Bogen von Seiten des Managements zu überspannen und die Belegschaft im schwierigen Prozess der Neuausrichtung nicht mehr ausreichend mitzunehmen. Dabei könnte genau das auf der Strecke bleiben, was für ein erfolgreiches Umschwenken in eine neue Energieversorgungswelt erforderlich ist: eine hohe Mitarbeitermotivation.

Dies ist umso schädlicher als es nun gilt, neue dezentrale, kleinteiligere Geschäftssegmente zu erschließen. Hierbei müssen die Mitarbeiter/innen sich oftmals vollkommen neu einstellen. Die Big-4 können angesichts des Machtverlustes eben nicht mehr vom „hohen Ross“ herunter agieren. Sie müssen sich stattdessen verstärkt auf die individuellen Kundenwünsche einlassen und oftmals erst noch lernen, wie der Vorstandsvorsitzende von EnBW es formulierte, „das Geschäft vom Kunden her zu denken.“⁴³⁵

Insofern gibt es bei den Rationalisierungsprogrammen eine gefährliche Grauzone, ab der ein Überziehen betriebswirtschaftlich kontraproduktiv wird. Auch bei diesem Weg bleiben also die Möglichkeiten, Finanzmittel frei zu machen, begrenzt. Bei RWE, eventuell auch bei EnBW, kommt noch hinzu, dass die öffentlichen Anteilseigner mit Blick auf ihre Partikularinteressen hinsichtlich einer effizienzorientierten Umorganisation enge Grenzen setzen.

Angesichts der Finanzmittelproblematik stellen sich die Big-4 darauf ein, sich zunächst einmal in Geduld zu üben. Die Bereitschaft, dabei neue Investitionen mit Partnern zu tätigen, hat deutlich zugenommen. Sie versteht sich eben nicht nur als ein Beitrag zur Risikominderung und bei Auslandsengagement zum Anzapfen von spezifischen Heimatmarktvorteilen des jeweiligen Partners. Sie ist zugleich ein Tribut an die eigene geschwächte Finanzkraft.

Je nach Ausgang der anhängigen Klagen könnten die Big-4 sich zwar Hoffnungen auf erhöhten Finanzspielraum zu Lasten des Staates machen. Das gilt sicherlich auch für EnBW. Obwohl das Unternehmen keine Klage eingereicht hat, dürfte es seine selbst auferlegte Zurückhaltung spätestens dann aufgeben, wenn die Gerichte das Vorgehen des Staates in letzter Instanz als rechtswidrig einstufen sollten.

⁴³⁵ Vgl. Mastiaux, F., zitiert in Wirtschaftswoche, So dramatisch steht es um die Zukunft der Energieriesen, 12.11.2013.

Abgesehen davon sind die Möglichkeiten des Umsteuerns bei den Big-4 aber doch recht begrenzt, zumal die Unternehmen mit den aufgebauten Erzeugungsstrukturen angesichts der langen Abschreibungsdauer von Kraftwerken leben müssen, sofern sie die Anlagen nicht vorzeitig stilllegen wollen.

Auch eine Radikalkur wie bei E.ON ist kein Königsweg. Der stellvertretende Vorsitzende von RWE, Rolf Martin König, kann in diesem Weg auch keine „Blaupause“⁴³⁶ für andere Unternehmen erkennen und distanziert sich und RWE damit von einem solchen Schritt. „Jeder muss seinen eigenen Weg selber finden.“

Zum einen verdeutlichen die außerplanmäßigen Abschreibungen im Milliardenumfang, die E.ON im Zuge der jüngsten Bilanzbereinigung vornahm, welche „Leichen im Keller“ der anderen Big-4 noch schlummern könnten, wenn sie ähnlich resolut wie E.ON „tabula rasa“ machen. Zum anderen geht davon unabhängig das Schlankmachen für eine neue Geschäftsstrategie damit einher, dass die ausgegründete Gesellschaft die bisherigen Kernprobleme erbt. Das Errichten einer „Bad-Bank für EVUs“ allein beseitigt die Schwierigkeiten ja nicht, sie werden nur in eine andere Gesellschaft ausgelagert, deren Eigentümer im Wesentlichen dieselben sein werden wie zuvor, nämlich die E.ON-Aktionäre.

Zwar betont der E.ON-Vorstandsvorsitzende bei der Pressekonferenz die hervorragende Perspektive, die die neue Gesellschaft haben werde und auch, dass die Bezeichnung „Bad-Bank“ vollkommen deplatziert sei. Sicher, irgendwann werden auch die Überkapazitäten im Markt abgebaut sein, so dass sich der Rentabilitätsdruck wieder verringern wird. Vieles davon ist aber Zweckoptimismus, um die eigenen Aktionäre auch für die Hauptversammlung gnädig zu stimmen und um perspektivisch die Börse für einen Kauf des Restanteils zu möglichst hohen Kursen, d.h. zu möglichst hohen Verkaufserlösen für E.ON einzustimmen. Wie außer mit Zweckoptimismus wäre es wohl sonst zu erklären, dass Teyssen noch im März 2014 verkündete: „Ich gehe nicht davon aus, dass mit der konventionellen Stromerzeugung künftig noch nennenswert viel Geld verdient werden kann.“⁴³⁷ Lakonischer hat es Gabor Steingart vom Handelsblatt in seinem „Morning Brief“ an die Abonnenten auf den Punkt gebracht: „Damit sind die Probleme der deutschen Energiewirtschaft zwar nicht gelöst, aber zumindest ver-

⁴³⁶ König, R. M., zitiert in Handelsblatt, Taugt Eon als Blaupause?, 21.5.2015.

⁴³⁷ Teyssen, J. zitiert in: Spiegel Online, E.On-Chef: Teyssen hält Atom- und Kohlestrom für kaum profitabel, 18.3.2014, <http://www.spiegel.de/wirtschaft/soziales/e-on-chef-teyssen-haelt-atom-und-kohlestrom-fuer-kaum-profitabel-a-958458.html>.

schoben. Gesucht werden nun Investoren, die seit der Energiewende keine Zeitung mehr gelesen haben.“

Alles in allem sind die Klagen gegen die Folgen der Energiewende, sind die Rationalisierungsprogramme und Desinvestitionen in erster Linie reaktive Strategiebausteine. Sie sind somit allenfalls notwendige Voraussetzungen, um wirtschaftliche Stärke wieder zu gewinnen und an alte Erfolge wenigstens ansatzweise anknüpfen zu können: kreative neue Geschäftsideen im Rahmen einer Vorwärtsstrategie. Das Handelsblatt merkt dazu kritisch an: „Wenn zu wenig in die Kasse kommt, nutzen auch die gewaltigen Personalabbau- und Verkaufsprogramme, die die Marktführer Eon und RWE gestartet haben, auf Dauer nichts. Durch die Beteiligungsverkäufe verlieren sie vielfach ausgerechnet sichere Gewinnbringer, mit den Kürzungen verlässt viel Know-how das Haus.“⁴³⁸

Letztlich kommt es für die Big-4 also entscheidend darauf an, für das Wegbrechen des Kerngeschäfts der konventionellen Stromerzeugung, aber auch für bereits erfolgte bzw. möglicherweise noch bevorstehende Geschäftseinbußen im Netzbetrieb einen adäquaten Ersatz zu finden. Alle Big-4 setzen in diesem Kontext auf den Ausbau der EE inklusive der dazugehörigen Infrastruktur und auf das Geschäftsfeld der Energiedienstleistungen.

Im Feld der EE sind die Big-4 zwar seit geraumer Zeit aktiv. Einer Studie von J.P.Morgan zufolge wird sogar erwartet, dass sowohl bei E.ON (vor der Ankündigung der Aufspaltung) als auch bei RWE die EE bis zum Jahr 2017 ein höheres EBITDA beisteuern werden als die konventionellen Kraftwerke.⁴³⁹ Während bei E.ON im Segment der EE ein Anstieg des Überschusses von 1,2 Mrd. EUR in 2012 auf etwa 1,7 Mrd. EUR in 2017 vorhergesagt wird, gehen die Analysten davon aus, dass die Sparte der konventionellen Erzeugung einen Rückgang der Überschüsse von 2,4 Mrd. EUR auf etwa 0,6 Mrd. EUR im selben Zeitraum erleiden wird. Für RWE wird ein ähnliches Muster prognostiziert: Während die Überschüsse aus der Ökostromproduktion demnach von 0,2 Mrd. EUR auf etwa 0,5 Mrd. EUR zulegen, fällt das aus der konventionellen Erzeugung beigesteuerte EBITDA von 3,3 Mrd. EUR auf 0,5 Mrd. EUR.

Trotz der gegenläufigen Geschäftsaussichten, wonach die konventionelle Erzeugung der Projektion zufolge weitere Einbußen erleiden wird, während die EE wachsende Überschüsse ein-

⁴³⁸ Handelsblatt.com Das Schrumpfen der Stromriesen, 13.3.2014, <http://www.handelsblatt.com/technologie/das-technologie-update/energie/energiewende-kritiker-versorger-haben-zu-viel-zeit-verloren/9610346-2.html>, zuletzt abgerufen 17.3.2014.

⁴³⁹ Vgl. J.P. Morgan, German Utilities: RWE: balance sheet story continuing to unfold, maintain preference vs. EON, 19.11.2013.

fahren werden, sind die Big-4 aber im Wachstumsmarkt der EE derzeit vollkommen unterrepräsentiert. Gestützt auf andere Studien stellt Gyorgy Dallos in diesem Kontext fest: „In 2011 the German ‘Big Four’ [...] owned 74% of all generation capacity not covered by the [...] EEG. In the same year, they only controlled 6.5% of non-hydro renewable capacities. In early 2013, trend:research estimated their renewable share to be even lower, at 4.9%. [...] They have over-invested in fossil fuel capacities, thereby missing a chance to build up controlling stakes in renewables.“⁴⁴⁰ Etwas prosaischer, aber ebenso treffend soll E.ON-Chef Johannes Teyssen in diesem Zusammenhang selbstkritisch konstatiert haben, dass sein Unternehmen in der Vergangenheit „den Boom der erneuerbaren Energien verschlafen hat“.⁴⁴¹ Und das Handelsblatt urteilt: „Selbst an die Spitze der Bewegung zu gehen und mit Wind und Sonne Geld zu verdienen - dafür haben die Versorger nach Einschätzung von Kritikern allzu viel Zeit verloren. ‚Es war aus ihrer Sicht wohl schwierig, mit Solaranlagen und Windrädern in eine relevante Größe hineinzuwachsen, ohne allen Bundesbürgern ihre Vorgärten und Dächer weg-pachten zu müssen‘, sagt der Analyst Guido Hoymann vom Bankhaus Metzler.“⁴⁴²

Insofern ist Marc Tüngler, Hauptgeschäftsführer der Deutschen Schutzvereinigung für Wertpapierbesitz (DSW) zu widersprechen. Auf der RWE-Hauptversammlung im April 2014 suchte er den „schwarzen Peter“ für die verschlechterte Wirtschaftlichkeit hauptsächlich bei der Politik: „Schuld sei vor allem die Politik, die RWE das bisherige Geschäftsmodell entzogen habe. Das sei ‚eine Schande‘.“⁴⁴³

Schuld haben aber eben auch die damals verantwortlichen Manager. Sie haben sich zu lange auf den Lorbeeren ausgeruht, die zudem noch oftmals nur das Ergebnis von Marktmacht waren. Sie haben sich zulange auf ihren Einfluss auf die Politik verlassen. Sie haben zu lange auf die Kernkraft gesetzt, obwohl klar war, dass – auch ohne eine Katastrophe wie in Fukushima – die politischen Verhältnisse sich jederzeit ändern könnten. Sie haben ferner zu lange die Dynamik des EE-Ausbaus unterschätzt und die Auswirkungen auf den fossilen Kraftwerkspark verkannt. Insofern müssen sich die Unternehmen die Reaktion des Handelsblattes gefallen lassen: „‘Für uns ist schon seit längerem Schluss mit lustig‘, behauptete Peter Terium am

⁴⁴⁰ Dallos, G., Locked in the Past: Why Europe’s big energy companies fear change, Hrsg. Greenpeace, Hamburg Februar 2014, S. 2 und S. 15.

⁴⁴¹ Handelsblatt, Kronprinz vor Krönung, 7.5.2009, S. 13.

⁴⁴² Handelsblatt.com Das Schrumpfen der Stromriesen, 13.3.2014, <http://www.handelsblatt.com/technologie/das-technologie-update/energie/energie-wende-kritiker-versorger-haben-zu-viel-zeit-verloren/9610346-2.html>, zuletzt abgerufen 17.3.2014.

⁴⁴³ Tüngler, M. zitiert in: Handelsblatt, Bescheidene Aktionäre, 17.4.2014, S. 22.

Dienstag. Das fordert zur Gegenfrage: Warum, Herr Terium, haben Sie und Ihre Vorgänger dann nicht längst Ernst gemacht?⁴⁴⁴

Inzwischen haben die Unternehmensleitungen die Fehlgewichtung zwischen EE-Anlagen und konventionellem Kraftwerkspark eingesehen. Im Mittelpunkt des Interesses stehen dabei vorrangig große zentrale EE-Anlagen, allen voran Windparks. Allerdings fehlt nicht nur die Finanzierungsmasse, um im großen Stil rasch eine Umstrukturierung zu bewerkstelligen. Obendrein tun sich hier vollkommen neue, branchenfremde Konkurrenten auf. Investmentgesellschaften und Versicherungsgesellschaften suchen angesichts der Niedrigzinsen händierend nach lukrativen und gut kalkulierbaren Anlagealternativen und entdecken dabei die Möglichkeit, in Windparks zu investieren. Angesichts der Ausbaulimitierung in Deutschland (vgl. Kap. 2.1) könnte sich der Wettbewerb um die verfügbaren Ausbaukapazitäten verschärfen.

Weniger problematisch ist die fehlende Finanzierungsmasse für den Ausbau des zweiten Zukunftsfelds, das erschossen oder vertieft werden soll: der Bereich der Energiedienstleistungen. Denn die hier erforderlichen Investitionen sind oftmals weniger kapital- als personalintensiv. Dabei ist dieses Geschäftsfeld ohne Zweifel überaus zukunftsträchtig. Fraglich bleibt aber erstens, ob in Anbetracht der Kleinteiligkeit des Geschäftes jemals ein Volumen erreicht werden kann, um Einbrüche im Netzgeschäft, erst Recht aber um die Einbußen in der Stromerzeugung kompensieren zu können. Peter Terium beschreibt dieses Problem wie folgt: „Die Lage sei dauerhaft ernst und man müsse sich auf diese ‚neue Normalität‘ einstellen. ‚Die Ergebnisrückgänge im Kraftwerksgeschäft werden wir zunächst nicht auffangen können. Dazu sind die einfach zu groß‘.⁴⁴⁵ Extern wird das ähnlich gesehen: „mit dem schrittweisen Umsteuern auf dezentrale Angebote wie Hauskraftwerke oder „Smart Meter“-Anlagen werden die großen Vier wohl noch viele Jahre nicht an ihre einstige Bedeutung anknüpfen können (...).“⁴⁴⁶

Zweitens ist bei vielen Dienstleistungen nicht erkennbar, weshalb sich ausgerechnet die Big-4 in diesem Segment behaupten sollten. Sie sind auch hier zwar schon seit längerem präsent. Dennoch hat sich auf vielen Teilmärkten der Energiedienstleistungen jenseits der vier Großkonzerne bereits eine starke Konkurrenz etabliert. Niemand hat ernsthaft darauf gewartet, dass

⁴⁴⁴ Handelsblatt, Gnadenbrot für die Dinos der Industrie, 5.3.2014.

⁴⁴⁵ Terium, P., zitiert in: Handelsblatt, Bescheidene Aktionäre, 17.4.2014, S. 22.

⁴⁴⁶ Handelsblatt.com Das Schrumpfen der Stromriesen, 13.3.2014, <http://www.handelsblatt.com/technologie/das-technologie-update/energie/energiewende-kritiker-versorger-haben-zu-viel-zeit-verloren/9610346-2.html>, zuletzt abgerufen 17.3.2014.

endlich die Big-4 dem Markt das Leben einhauchen. Er funktioniert oftmals auch ohne sie. Ohnehin haben die vier Konzerne ihre Reputation durch das vorherige Ausbeuten ihrer Marktmacht weitgehend verspielt. Das Nachkarten nach dem Wiederausstiegsbeschluss aus der Kernkraft insbesondere von RWE hat die Glaubwürdigkeit zusätzlich unterminiert. Darüber hinaus sind kleine und mittelständische Konkurrenten regional etabliert, sie haben ihre Hand dadurch viel stärker am Puls der Kunden und können mit kleinen Unternehmenseinheiten überaus flexible auf sich verändernde Wünsche eingehen. Insofern haben die Big-4 einen schweren Stand. Dazu muss sich ihr Auftreten gegenüber den Kunden auf jeden Fall gegenüber der „Dominanzphase“ nachhaltig ändern.

Bei allen zuvor skizzierten Gemeinsamkeiten gibt es hinsichtlich der weiteren Perspektiven unter den Big-4 auf verschiedenen Ebenen strukturelle Unterschiede in den Ausgangsbedingungen. Kungl hat diese in der nachfolgenden Übersicht herausgearbeitet, die mit unseren Erkenntnissen weitgehend übereinstimmt:

Tab. 21: Strukturelle Unterschiede in den strategischen Ausgangsbedingungen

	E.ON	RWE	EnBW	Vattenfall
Stromerzeugungsstruktur	Schwerpunkt konventionell (insbesonder Atomstrom)	Schwerpunkt konventionell (diversifiziert)	Schwerpunkt konventionell (insbesonder Atomstrom)	Schwerpunkt konventionell (insbesonder Kohlestrom)
Wirtschaftliche Bedeutung des AKW-Ausstiegs	hoch	hoch	sehr hoch	mittel
Wirtschaftliche Bedeutung fallender Großhandelspreise	hoch	hoch	hoch	mittel
Regionale Diversifikation	hoch (Europa und global)	hoch (Europa)	niedrig	hoch (Europa)
Kompensationsmöglichkeiten der vom deutschen Markt ausgehenden Belastungen	mittel	niedrig	sehr niedrig	mittel
Eigentümerstruktur	großer internationaler Streubesitz	großer internationaler Streubesitz und ca. 25-v.H.-Stadtwerkeanteil	über 90 v.H. Eigentum von Gebietskörperschaften	Schwedischer Staat
Shareholder-Value-Orientierung	sehr hoch	sehr hoch	hoch	hoch
Einbindung in regionale Interessen	niedrig	hoch	sehr hoch	mittel
Einbindung in politische Interessen	niedrig	mittel	hoch	hoch

Quelle: Kungl, G., The Incumbent German Power Companies in a Changing Environment, SOI Discussion Paper 2014-03, Stuttgart 2014, S. 30.

E.ON spürt als *der* deutsche Atomkonzern die Folgen des deutschen AKW-Ausstiegs besonders drastisch. Durch seine Internationalisierung hat der Konzern aber frühzeitig begonnen, sich deutlich weniger abhängig vom deutschen Markt zu machen. Ein Großteil des Gesam-

umsatzes wird mittlerweile außerhalb Deutschlands erwirtschaftet. Allerdings wird das Unternehmen dadurch in besonderer Weise von den Entwicklungen auch auf diesen Märkten getroffen. Russland, Brasilien und die Türkei zählen zweifelsohne zu den Ländern mit einem hohen Wachstumspotenzial. Zugleich müssen bei diesen Schwellenländern aber auch immer Rückschläge mit eingeplant werden. Das trifft gerade mit Blick auf Russland auch auf politische Risiken zu. Bei Brasilien könnte sich als problematisch erweisen, dass der dortige Partner, der ja eigentlich auch kompetenter und mit den Gegebenheiten vertrauter Türöffner sein sollte, in Konkurs gegangen ist. Bei seinem Rationalisierungskurs hat das Management durch sein Auftreten gegenüber den Mitbestimmungsträgern obendrein viel Porzellan zerschlagen. Dies ist ein schlechtes Umfeld, um eine Neuausrichtung zu beginnen. Dies gilt nach der Ankündigung eines Radikalumbaus umso mehr. Zu begrüßen ist hier zwar auf der einen Seite die Bereitschaft, die Energiewende nun vollständig anzunehmen, sich konsequent und fokussiert neu aufzustellen und die dafür benötigten Mittel durch die Trennung vom Kerngeschäft und einzelnen Märkten freizumachen. Auf der anderen Seite bleiben die skizzierten Probleme in der neu zu gründenden Gesellschaft erhalten.

RWE ist weniger stark als E.ON vom Atomausstieg betroffen, dafür leidet das Unternehmen aber umso mehr unter dem Margenverfall bei den fossilen Kraftwerken. Alles in allem erweist sich das Umsteuern auf einen neuen geschäftspolitischen Kurs bei RWE als sehr schwerfällig. Im zurückliegenden Jahrzehnt wurde weltweit, aber auch hierzulande ein umfangreiches primär auf konventionellen Kraftwerken aufsetzendes Neubauprogramm aufgelegt. Im Nachhinein zeigt sich, wie sehr das Management die weitere Marktentwicklung damals falsch eingeschätzt hat. Aus aktueller Sicht urteilt der Geschäftsbericht 2013 dann auch resignativ: „Fest steht auch: Unser in der vergangenen Dekade gestartetes Kraftwerksneubauprogramm mit einem Investitionsvolumen von über 12 Mrd. € wird nicht die ursprünglich erwarteten Rückflüsse bringen.“⁴⁴⁷ Vereinzelt drohen sogar hochmoderne Investitionsruinen, wie das Kraftwerk Claus C in den Niederlanden (siehe S.232).

Angesichts großer Finanzierungsprobleme muss das Unternehmen auf die eigentlich beabsichtigte Ausweitung der Internationalisierung verzichten. Der Verkauf der Dea verschafft zweifelsohne neuen Spielraum, auch wenn er unter dem Rückkaufvorbehalt bei Ergreifen von Sanktionen durch die britische Regierung steht. Eine verstärkte Risikodiversifikation durch

⁴⁴⁷ RWE, Geschäftsbericht 2012, Essen 2013, S. 30.

eine globalere Aufstellung wie bei E.ON bleibt eher Zukunftsmusik und wäre, wie gerade der Fall E.ON zeigt, ebenfalls nicht frei von Schwierigkeiten.

Auch der Ausbau der EE wird in Anbetracht knapper Kassen in Relation zur Unternehmensgröße bisher recht halbherzig betrieben. Obendrein basiert die RWE-Strategie stark darauf, über die unterschiedlichen Wertschöpfungsebenen zu diversifizieren. Das hat der Konzern auch in der Vergangenheit getan. Was aber nicht richtig erkennbar ist, ist eine eindeutige Schwerpunktsetzung. Möglicherweise schwang bislang dabei aber auch die Hoffnung mit, mit dem konventionellen Kraftwerkspark über die rettende Hand der Politik doch noch irgendwie auf einen grünen Zweig zu kommen. In Großbritannien, wo kürzlich ein Kapazitätsmarkt aufgebaut wurde, scheint das Unternehmen damit begrenzten Erfolg zu haben. In Deutschland stehen die Zeichen hingegen eher ungünstig. Hier scheint die Politik mittelfristig einerseits auf einen bereinigenden Abbau der Überkapazitäten zu setzen und andererseits nicht willens zu sein, einen Kapazitätsmarkt zu etablieren.

Die beabsichtigte Profilierung bei EnBW hingegen ist klar akzentuiert. Angestrebt wird hier, ähnlich wie bei „E.ON-Neu“, ein Wechsel hin zu einem grünen Vorzeigeunternehmen mit dezentralen Erzeugungsstrukturen. Des Weiteren ist der Konzern deutlich bemüht, das Image des dominanten Großkonzerns abzulegen. Ein partnerschaftlicher Umgang wird insbesondere auch mit den Kunden angestrebt. Gerne würde sich EnBW dabei als regionale Plattform für Kommunen, Stadtwerke und Unternehmen vor Ort etablieren, um gemeinsam dezentrale Kraftwerke und EE-Anlagen zu betreiben, aber auch um Energiedienstleistungen auszubauen. „Wenn es EnBW gelingt, sich als regionaler Infrastrukturdienstleister in Baden-Württemberg aufzustellen,“ glaubt auch Uwe Leprich, der sich in einer Studie exklusiv mit den EnBW-Perspektiven auseinandergesetzt hat, „hat das Unternehmen noch eine Zukunft.“⁴⁴⁸ Ähnlich wie bei RWE stellt sich aber das Problem, wie der Umschwung im großen Stile finanziert werden kann.

Vattenfall verfügt abgesehen von einer 20-Prozent-Beteiligung am AKW Brokdorf über keine Kernkraftwerkskapazitäten in Deutschland mehr. Das Unternehmen ist hierzulande stark braunkohlelastig aufgestellt und liegt damit mit seinen modernen Kraftwerken im Auftaktbereich der Merit-Order-Kurve, so dass sich hier die Auslastungsproblematik weniger stark als bei den anderen Big-4 stellt. Allerdings passt die deutsche Erzeugungsstruktur kaum zu den

⁴⁴⁸ Leprich, U., zitiert in: Wirtschaftswoche, So dramatisch steht es um die Zukunft der Energieriesen, 12.11.2013.

Vorgaben aus dem schwedischen Staatskonzern. Nach der Überzeugung dort gilt es, aus Klimaschutzgründen vorrangig CO₂-Emissionen zu vermeiden. Der Konzern präferiert hierbei international und vor allem im schwedischen Heimatmarkt Kernkraftwerke und EE auf der Basis von Wasserkraftwerken. Die CO₂-intensive Braunkohleverstromung verstößt geradezu gegen die aktuelle Firmenphilosophie und die Grundprinzipien des Eigentümers, dem schwedischen Staat. Massive Kundenabwanderungen im Zuge der Störfälle in den AKWs Krümmel und Brunsbüttel sowie die Widerstände gegen den Ausbau des neuen Steinkohlekraftwerks Moorburg haben zudem das Image des Unternehmens in Deutschland stark angekratzt. Der erfolgreiche Volksentscheid zur Rekommunalisierung des Netzes, aber auch der nur knapp gescheiterte Volksentscheid in Berlin signalisieren ebenfalls Akzeptanzprobleme auf der Abnehmerseite. Vor diesem Hintergrund ist es durchaus denkbar, dass sich das Unternehmen so wie zuletzt aus Polen und Belgien allmählich aus Deutschland zurückziehen könnte, zumal Vattenfall in Deutschland auch schon sein Übertragungsnetz vollständig verkauft hat und das Abstoßen des Braunkohletagebaus prüft. Spekuliert wird über einen derartigen längerfristigen Rückzug nach Abschöpfen der Renditen aus den Braunkohlekraftwerken oder zumindest einen Teilrückzug jedenfalls schon seit Längerem.⁴⁴⁹ Øystein Løseth, Vorstandsvorsitzender des Konzerns, liefert für die These eines denkbaren Teilrückzugs in seiner Begründung für die neue Organisationsstruktur jedenfalls neue Anhaltspunkte: „The new regional structure also creates greater strategic flexibility and opens the company to broader ownership.“⁴⁵⁰

Abschließendes können wir uns dem Fazit der Wirtschaftswoche anschließen: „Im Augenblick gilt für alle Versorger: Es gibt Ideen, auch Investitionen, aber keine Aussicht auf Gewinne der Vergangenheit.“⁴⁵¹ Ergänzt werden muss dies um den Hinweis, dass wegen der Überinvestitionen in fossile Kraftwerke, großzügiger Gewinnausschüttungen und expansiver Beteiligungen in der Vergangenheit auch die verfügbaren finanziellen Möglichkeiten für einen umfassenden und raschen Strategiewechsel eher knapp bemessen sind.

⁴⁴⁹ Vgl. Wirtschaftswoche, Kurzschluss: Bremsen, blockieren, große Töne spucken, 24.10.2011, S. 64 und Lep-
rich, U., zitiert in: Wirtschaftswoche, So dramatisch steht es um die Zukunft der Energieriesen, 12.11.2013.

⁴⁵⁰ Løseth, Ø., zitiert in: Vattenfall, Annual and sustainability report 2013, Stockholm 2014, S. 7.

⁴⁵¹ Wirtschaftswoche, So dramatisch steht es um die Zukunft der Energieriesen, 12.11.2013.

7 Literaturverzeichnis

- Alt, S. u.a., Streitpunkt Kernenergie – Eine neue Debatte über alte Probleme, Hrsg. Ökoinstitut, 2. Auflage, Freiburg 2011, S. 21. Vgl. auch Rogner, H.-H., Folienvortrag: The Economics of Nuclear Power, Hrsg. IAEA, S.8 und S.10.
- ARD, Das Billionen-Dollar-Desaster: Schäden durch Atomkraft, 11.3.2014, <http://www.tagesschau.de/inland/milliardengrab-atomkraft100.html>, zuletzt abgerufen 18.3.2014.
- BDEW, Wettbewerb 2012: Wo steht der deutsche Energiemarkt?, Berlin 2012.
- BDEW, BDEW-Strompreisanalyse Juni 2014, Berlin 2014.
- BDEW, Foliensatz: BDEW-Umfrage zur wirtschaftlichen Lage der Energieversorger, Berlin 2014.
- Becker, S., zitiert in: Handelsblatt, Eon schlägt zurück, 21.1.2015.
- Bernotat, W., Ausführungen bei der Bilanzpresskonferenz der E.ON AG vom 6.3.2008, S. 3, http://www.eon.com/content/dam/eon-com/de/downloads/b/BPK08-Rede_Bernotat-final-clean.pdf, zuletzt abgerufen 16.3.2014.
- Bernotat, W. zitiert in: Greenpeace (2009), Bremsklotz AKW, <http://www.greenpeace-magazin.de/magazin/archiv/5-09/atompolitik/>, zuletzt abgerufen 16.3.2014.
- BMU, Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen vom 14. Juni 2000, <http://www.bmu.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/atomkonsens.pdf>, zuletzt abgerufen 14.11.2013.
- BMU, Das Integrierte Energie- und Klimaschutzprogramm (IEKP), Juni 2009, http://www.bmu.de/klimaschutz/nationale_klimapolitik/doc/44497.php, zuletzt abgerufen 18.10.2011.
- BMU, Gabriel lehnt Übertragung von Strommengen vom Atomkraftwerk Emsland auf Biblis A ab, Pressemitteilungen Nr. 054/08, Bonn, 2008 und BMU, Neckarwestheim I darf nicht länger laufen, Pressemitteilungen Nr. 130/08, Bonn, 2008
- BMU, Herkunft der in der Schachanlage Asse II eingelagerten radioaktiven Abfälle und Finanzierung der Kosten, 2009, http://www.bmu.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/hg_finanzierung_asse_bf.pdf, zuletzt abgerufen 6.1.2014.
- BMU, Übertragung von Elektrizitätsmengen von Kernkraftwerk Krümmel auf Kernkraftwerk Brunsbüttel: Entscheidung, Schreiben vom 5.5.2009, Bonn 2009, http://www.bmub.bund.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/uebertragung_kruemmel_brunsbuettel.pdf, zuletzt abgerufen 18.3.2014.
- BMU, Der Weg zur Energie der Zukunft – sicher bezahlbar und umweltfreundlich, Eckpunktetpapier der Bundesregierung zur Energiewende vom 6.6.2011.
- BMU, Hendricks sieht Trendwende beim Klimaschutz, 29.12.2014, [http://www.bmub.bund.de/presse/pressemitteilungen/pm/artikel/hendricks-sieht-trendwende-beim-klimaschutz/?tx_ttnews\[backPid\]=113](http://www.bmub.bund.de/presse/pressemitteilungen/pm/artikel/hendricks-sieht-trendwende-beim-klimaschutz/?tx_ttnews[backPid]=113), zuletzt abgerufen 8.1.2015.
- BMU/BMWi, Bericht zur Umsetzung der in der Kabinettsklausur am 23./24.08.2007 in Meseberg beschlossenen Eckpunkte für ein Integriertes Energie- und Klimaprogramm,

- http://www.bmub.bund.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/gesamtbericht_iekp.pdf, zuletzt abgerufen 6.12.2014.
- BMU/BMWi, Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, 28.9.2010.
- BMU/BMWi, Erster Monitoringbericht „Energie der Zukunft“, Berlin 2012.
- BMWi, Eckpunkte für ein integriertes Energie- und Klimaprogramm, 5.12.2007, <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eckpunkt-fuer-ein-integriertes-energie-und-klimaprogramm,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt abgerufen 6.12.2014.
- BMWi, Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Sichere, bezahlbare und umweltverträgliche Stromversorgung in Deutschland – Geht es ohne Kernenergie, Berlin 2008.
- BMWi, Energie in Deutschland: Trend und Hintergründe der Energieversorgung, Berlin 2013.
- BMWi, Antwort des Parlamentarischen Staatssekretärs Uwe Beckmeyer vom 2.4.2014, Hrsg. Deutscher Bundestag, Drucksache 18/1041, Berlin 2014, S.3.
- BMWi, Zahlen und Fakten: Energiedaten vom 21.10.2014, Berlin 2014.
- BMWi, Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland vom August 2014, Berlin 2014.
- BMWi: EEG-Reform, <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, Ein Strommarkt für die Energiewende – Diskussionspapier (Grünbuch), Berlin 2014.
- Bode, S./Groscurth, H., Zur Wirkung des EEG auf den ‚Strompreis‘, HWWA Discussion Paper 348, Hamburg 2006.
- Bontrup, H.-J., Verteilungsgerechtigkeit am Beispiel von Mangergehältern, in: WISO, Wirtschafts- und Sozialpolitische Zeitschrift, 31. Jg., Heft 3/2008, S. 69-90.
- Bontrup, H.-J./Marquardt, R.M., Anreizregulierung in der Elektrizitätswirtschaft, in: WiSt, Heft 12, 2010, S. 587 – 592.
- Bontrup, H.-J./Marquardt, R.-M., Kritisches Handbuch der deutschen Elektrizitätswirtschaft. Branchenentwicklung, Unternehmensstrategien, Arbeitsbeziehungen, 2. Aufl., Berlin 2011.
- Bontrup, H.-J./Marquardt, R.-M., Stellungnahme zum Antrag der Fraktion Die Linke "Überführung der Übertragungsnetze in Landeseigentum; Prüfung eines Kaufangebotes durch die Landesregierung", Landtag Nordrhein-Westfalen, Drucksache 15/466, auf: <http://www.landtag.nrw.de/portal/WWW/dokumentenarchiv/Dokument/MMST15-331.pdf>, 2011.
- Bontrup, H.-J./Marquardt, R.-M., Chancen und Risiken der Energiewende, Hrsg. Hans Böckler Stiftung, Arbeitspapier 252, Düsseldorf 2012.
- Bontrup, H.-J./Marquardt, R.-M., Perspektiven der STEAG GmbH als kommunales Energieunternehmen im Kontext der Energiewende, Hrsg. Rosa-Luxemburg-Stiftung NRW, Duisburg 2012.

- Bontrup, H.-J./Marquardt, R.-M., Verteilungskonflikte infolge der Energiewende: Elektrizitätsarmut, 2014, <http://www.i-r.de/downloads/region/Gutachten%20zur%20Elektrizit%C3%A4tsarmut.pdf>, zuletzt abgerufen 25.4.2014.
- Bontrup, H.-J./Marquardt, R.-M., Die Energiewende: Verteilungskonflikte, Kosten und Folgen. Köln: 2015.
- Bontrup, H.-J./Troost, A., Preisbildung in der Elektrizitätswirtschaft. Ein Beitrag zur Diskussion um die Novellierung der Stromtarife, PIW-Studie Nr. 4, Bremen 1988.
- BP, Energy Outlook 2030, January 2013.
- Briese, D. zitiert in: Agentur für Erneuerbare Energien, Bürger sind Treiber der Energiewende, 2013, <http://www.unendlich-viel-energie.de/buerger-sind-treiber-der-energiewende>, zuletzt abgerufen 13.1.2014.
- Bruckner, T./Kondziella, H./Bode, S.. Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke auf die Preise und die Wettbewerbsstrukturen im deutschen Strommarkt, Kurzstudie im Auftrag der 8KU, Hamburg. 2010.
- Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Energiestudie 2013: Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen, Hannover, 2013.
- Bundesfinanzhof, Kein vorläufiger Rechtsschutz gegen Kernbrennstoffsteuer – Beschluss vom 9.3.2012, VII B 171/11, Pressemitteilung Nr. 16 vom 14.3.2012.
- Bundeskartellamt, Fusionskontrollverfahren B8-40100-U-15/0, S. 18.
- Bundeskartellamt, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel, Bonn 2011.
- Bundesministerium der Finanzen, Afa-Tabelle Energie- und Wasserversorgung, BStBl I 1995, 144.
- Bundesnetzagentur, Jahresbericht 2007, Bonn 2008.
- Bundesnetzagentur, Jahresbericht 2008, Bonn 2009.
- Bundesnetzagentur, Bundesnetzagentur wird den Reservebetrieb eines Kernkraftwerkes nicht anordnen, Pressemitteilung, 31.8.2011.
- Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt, Monitoringbericht 2014, Berlin 2014.
- Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland, Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen vom 14. Juni 2000, <http://www.kernenergie.de/kernenergie-wAssets/docs/themen/Vereinbarung14-06.pdf>, zuletzt angerufen 16.3.2014.
- Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland, Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Bärbel Höhn, Hans-Josef Fell, Kerstin Andreae, weiterer Abgeordneter und der Fraktion Bündnis 90/Die Grünen. Deutscher Bundestag (Hrsg.), Drucksache 16/11538 vom 05.01.2009.
- Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland, Förderfondsvertrag: Term Sheet aus Besprechung Bund-EVU, 2010, <http://www.bundesregierung.de/Content/DE/Anlagen/2010/2010-09-09-foerderfondsvertrag.property=publicationFile.pdf>, zuletzt abgerufen 8.2.2011.
- Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland, Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Sylvia Kotting-Uhl, Hans-Josef Fell, Bärbel Höhn, weiterer Abgeordneter und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN: Stilllegung und

Rückbau von Atomkraftwerken und Entsorgung radioaktiver Abfälle – Fragen zur Kostentragung und zu den Rückstellungen der Energieversorgungsunternehmen, Drucksache 17/7430 vom 23.11.2011.

Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland, 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.

Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland, Der Energiesparplan für alle, 3.12.2014, <http://www.bundesregierung.de/Content/DE/Artikel/2014/12/2014-12-03-aktionsprogramm-klimaschutz-2020.html>, zuletzt abgerufen 6.12.2014.

CDU/CSU, Wir haben die Kraft – Gemeinsam für unser Land, Regierungsprogramm 2009 – 2013, 2009.

Claassen, U., zitiert in: Der Spiegel, Spiegel-Special: Energiepolitik – Die Risiken abwägen, Interview mit Sigmar Gabriel und Utz Claassen, Heft 1/2007, <http://www.spiegel.de/spiegel/spiegelspecial/d-50950627.html>, zuletzt abgerufen 18.3.2014.

Cludius, J./Hermann, H./Matthes, F., The Merit Order Effect of Wind and Photovoltaic Electricity Generation in Germany 2008-2012, CEEM Working Paper 3-2013, Sydney.

Dallos, G., Locked in the Past: Why Europe's big energy companies fear change, Hrsg. Greenpeace, Hamburg Februar 2014.

Der Spiegel, Kanzlerin muss Kommunen besänftigen, in: <http://www.spiegel.de/politik/deutschland/0,1518,716257,00.html>, vom 7.9.2010.

Der Spiegel, Spiegel-Special: Energiepolitik – Die Risiken abwägen, Interview mit Sigmar Gabriel und Utz Claassen, Heft 1/2007, <http://www.spiegel.de/spiegel/spiegelspecial/d-50950627.html>, zuletzt abgerufen 18.3.2014.

Der Spiegel, Kernkraft – Ja bitte?, Heft 28/2008, <http://www.spiegel.de/spiegel/print/d-57970883.html>, zuletzt abgerufen 16.2.2014.

Deutsche Bank, Future Challenges for Electricity Security: Finance, Hrsg. DB Equity Utilities Research, October 2013.

Deutsche Bundesbank, Hochgerechnete Angaben aus Jahresabschlüssen deutscher Unternehmen von 2006 bis 2013, Frankfurt a. M. 2014.

Deutscher Bundestag, Entwurf eines Dreizehnten Gesetzes zur Änderung des Atomgesetzes, Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und FDP, Drucksache 17/6060 vom 6.6.2011.

Die Welt Bund droht Milliarden-Zahlung an Atomkonzerne, <http://www.welt.de/wirtschaft/article122049584/Bund-droht-Milliarden-Zahlung-an-Atomkonzerne.html>, 19.11.2013, zuletzt abgerufen, 23.12.2012.

Die Welt, Energiewende lässt Gewinn bei EnBW weiter bröckeln, 7.3.2014.

Die Welt, Fässer mit Atommüll verrotten im Ärmelkanal, 23.4.2013, <http://www.welt.de/wissenschaft/umwelt/article115539849/Faesser-mit-Atommuell-verrotten-im-Aermelkanal.html>, zuletzt abgerufen 14.11.2013.

Die Zeit, Strahlende Last, 4.11.2010, <http://www.zeit.de/2010/45/IG-Atommuell>, zuletzt abgerufen 28.3.2014.

DIHK, Faktenpapier Strompreise in Deutschland: Bestandteile, Entwicklungen und Strategien, Berlin 2012.

E.ON, Geschäftsbericht 2008, Düsseldorf 2009.

E.ON, Pressekonferenz: Charts zur Präsentation von Dr. Johannes Teyssen und Dr. Marcus Schenck, <https://www.eon.com/de/ueber-uns/strategie/dokumente-und-links.html>, 10.10.2010.

E.ON, E.ON kommt mit Neuausrichtung zügig voran, Pressemitteilung 9.11.2011, S.3.

E.ON, E.ON: Talsohle ist durchschritten, Pressemitteilung 14.3.2012.

E.ON, Geschäftsbericht 2011, Düsseldorf 2012.

E.ON, E.ON kommt mit Umbau voran und bestätigt Ausblick, Pressemitteilung 3.5.2012.

E.ON, Tarifvertrag zur Umsetzung von E.ON 2.0 vereinbart, 24.1.2012, <http://www.eon.com/de/presse/news/pressemitteilungen/2012/1/24/tarifvertrag-zur-umsetzung-von-e-dot-on-2-dot-0-vereinbart.html>, zuletzt abgerufen 16.4.2014.

E.ON, MPX und E.ON unterzeichnen Verträge für Joint Venture, Pressemitteilung 18.4.2012.

E.ON, Acht führende Energieunternehmen rufen EU-Staats- und Regierungschefs zur Wiederbelebung der europäischen Energiepolitik auf, Pressemitteilung 22.5.2013.

E.ON, E.ON erwirbt 24,5 Prozent an brasilianischer MPX, Pressemitteilung 29.5.2013.

E.ON, E.ON-Hauptversammlung 2013: Auf dem Weg zur neuen E.ON, Pressemitteilung 3.5.2013.

E.ON, Marktumfeld: Aktuelle und zukünftige Herausforderungen, <https://www.eon.com/de/ueber-uns/strategie/marktumfeld.html>, zuletzt abgerufen 18.7.2013.

E.ON, E.ON begrüßt die Entscheidung des Hamburger Finanzgerichts, Pressemitteilung 14.4.2014.

E.ON, E.ON behauptet sich in schwierigem Umfeld, Pressemitteilung 12.3.2014.

E.ON, E.ON nimmt Kernkraftwerk Grafenrheinfeld vor Ende der Laufzeit außer Betrieb, Pressemeldung vom 28.3.2014.

E.ON, Europa: Fokussierte und synergetische Aufstellung, <https://www.eon.com/de/ueber-uns/strategie/strategische-schwerpunkte/europa.html>, zuletzt abgerufen 18.4.2014.

E.ON, Geschäftsbericht 2013, Düsseldorf 2014, S. 28.

E.ON, Performance: Effizienz und effektive Organisation, <https://www.eon.com/de/ueber-uns/strategie/strategische-schwerpunkte/europa.html>, zuletzt abgerufen 16.4.2014.

E.ON, Sozialverträglicher Personalabbau im Rahmen von E.ON 2.0, <http://www.eon.com/nachhaltigkeit/personalverantwortung>, zuletzt abgerufen 16.4.2014.

E.ON, Transformation zu einem globalen, spezialisierten Anbieter von Energielösungen, <https://www.eon.com/de/ueber-uns/strategie/transformation-von-e-dot-on.html>, zuletzt abgerufen 18.4.2014.

E.ON, Zwischenbericht III/2014, Düsseldorf 2014.

E.ON, Neue Konzernstrategie, Pressemitteilung 30.11.2014.

Eckart, F., Der Atomausstieg vor dem BVerfG: Vertrauen der Energiekonzerne schon lange löchrig, in: Legal Tribune Online, 30.1.2013.

EnBW, Geschäftsbericht 2003: Mit Energie in die Zukunft, Karlsruhe 2004.

EnBW, Effizienzprogramm Fokus: Einigung zum Maßnahmenpaket mit Arbeitnehmern erzielt, Pressemeldung, 21.12.2012, http://www.enbw.com/unternehmen/presse/pressemitteilungen/presse-detailseite_10749.html, zuletzt abgerufen 17.4.2014.

EnBW, EnBW startet strategische Neuausrichtung, Pressemitteilungen, 17.6.2013, http://www.enbw.com/unternehmen/presse/pressemitteilungen/presse-detailseite_36928.html, zuletzt abgerufen 17.4.2014.

EnBW, Geschäftsbericht 2012, Karlsruhe 2013.

EnBW, Quartalsfinanzbericht Januar bis September 2013, Karlsruhe, 2013.

EnBW, Bericht 2013: Kurzfassung, Karlsruhe 2014.

EnBW, EnBW 2020: Stand März 2014, Karlsruhe 2014.

EnBW, EnBW beantragt Außerbetriebnahme von zwei Steinkohleblöcken am Standort Heilbronn, Pressemitteilung, 10.4.2014, http://www.enbw.com/unternehmen/presse/pressemitteilungen/presse-detailseite_66112.html, zuletzt abgerufen 16.4.2014.

EnBW, Quartalsfinanzbericht Januar bis September 2014, Karlsruhe 2014.

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

European Commission, The EU Emission Trading System (ETS), http://ec.europa.eu/clima/publications/docs/factsheet_ets_en.pdf, zuletzt abgerufen 17.11.2013, 2013.

European Commission, Quarterly Report on European Electricity Markets Volume 6 and Volume 7, Brüssel 2014.

FDP, Die Mitte stärken. Deutschlandprogramm 2009, Programm der Freien Demokratischen Partei zur Bundestagswahl 2009, Hannover, 2009.

finanzen.net, Sozialplan steht: RWE bereitet Abbau von 3.400 Stellen vor, 24.9.2013, <http://www.finanzen.net/nachricht/aktien/Sozialplan-steht-RWE-bereitet-Abbau-von-3-400-Stellen-vor-2675204>, zuletzt abgerufen 16.4.2014.

Fischedick, M./Supersberger, N./Zeiss, C., Hindernis Atomkraft: Die Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung der Atomkraftwerke auf erneuerbare Energien, Hrsg. BMU, Bonn 2009.

Fischer, S./Geden, O., Strategiediskussion in der EU-Energie- und Klimapolitik: Neue Ziele für die Zeit nach 2020, Hrsg. Friedrich-Ebert-Stiftung, Berlin 2013.

Focus online, Umweltkonzept – Pofalla: Atomstrom ist für die CDU Öko-Energie“, 23.6.2008, http://www.focus.de/politik/diverses/umweltkonzept-pofalla-atomstrom-ist-fuer-die-cdu-oeko-energie_aid_313290.html, zuletzt abgerufen 18.3.2014.

Frankfurter Allgemeine Zeitung, ENBW-Betriebsrat geht auf die Barrikaden, 01.10.2003.

Frankfurter Allgemeine Zeitung, RWE verkauft Thames Water für 11,9 Milliarden Euro, 17.10.2006.

Frankfurter Allgemeine Zeitung, Milliarden-Bußgeld für Eon und GDF, 8.7.2009.

Frankfurter Allgemeine Zeitung, Energieversorger rüsten sich gegen Brennstoffsteuer, 11.6.2011.

Frankfurter Allgemeine Zeitung, Kernkraftbetreiber fordern 15 Milliarden Euro vom Staat, 12.6.2012.

Frankfurter Allgemeine Zeitung, Regierung spricht in Fukushima jetzt von „ernstem Störfall“, 22.8.2013.

Frankfurter Rundschau, 15 Juristen gegen Demokratie, 23.3.2013.

Frankfurter Rundschau, Mehr Wettbewerb. Preisdruck auf Energieversorger steigt, 13.7.2013.

Frankfurter Rundschau, RWE fordert Milliarden vom Bund, 3.3.2013.

Fraunhofer ISI/DIW/GWS/IZES, Monitoring der Kosten und Nutzenwirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien im Strom- und Wärmebereich im Jahr 2011, Karlsruhe u.a. 2012.

Fraunhofer ISE, Stromgestehungskosten Erneuerbarer Energien, Version November 2013, Freiburg 2013.

Fürsch, M./Malischeck, R./Lindenberger, D., Der Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien - Analyse der kurzen und langen Frist, EWI Working-Paper Nr. 12/14, Köln 2012.

Gabriel, S., in: Handelsblatt, „Es ist gefährlich Russland auf die Knie zu zwingen“, 20.1.2015.

Germis, C., Bloß keine Transparenz. Tepco steht abermals im Zentrum eines Atomskandals in Japan/Konzernchef Naoimi Hirose taucht wieder ab, in: Frankfurter Allgemeine Zeitung, 22.8.2013.

Großmann, J., zitiert in: FAZ.Net, ‚Laufzeitverlängerung um 20 Jahre am besten‘, Interview mit Jürgen Großmann, <http://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/wirtschaftspolitik/im-gespraech-rwe-chef-grossmann-laufzeitverlaengerungen-um-20-jahre-am-besten-1581548.html>, zuletzt abgerufen 18.3.2014.

Großmann, J., zitiert in: Handelsblatt, Die Sprachstörung, 7.12.2012, S. 62.

Großmann, J., zitiert in: Handelsblatt.com, RWE will keine Atomkraftwerke im Ausland, 17.6.2012.

Gusbeth, S., E.ON: Warum sich der Konzern aufspaltet, in Euro Magazin, <http://www.finanzen.net/nachricht/aktien/In-neuer-Gesellschaft-E-ON-Warum-sich-der-Konzern-aufspaltet-4078785>, zuletzt abgerufen 3.1.2015.

Hammerstein, C./Tugendreich, B./Hoff, S. von, Übertragung von Reststrommengen aus dem Kernkraftwerk Stade auf das Kernkraftwerk Biblis A: Atom-, kartell- und wettbewerbsrechtliche Analyse, Berlin, 2010.

Handelsblatt, Rexrodt: Keine Schutzzäune für Kommunen, 4.2.1998, S. 12.

Handelsblatt, Strom- und Gaskunden im Wettbewerb umworben, 28.4.1998, S. 5

Handelsblatt, Alles eine Frage der Organisation, in: Karriere und Management, vom 24./25.10.2003, S. 1.

Handelsblatt, Kronprinz vor Krönung, 7.5.2009, S. 13.

Handelsblatt, RWE trennt sich von American Water, 18.11.2009.

Handelsblatt, Stadtwerke drehen gemeinsam auf, vom 26.5.2009.

Handelsblatt, Atombranche wehrt sich gegen Kritik an hohen Gewinnen, in: handelsblatt.com, vom 13.9.2010.

Handelsblatt, Atomkonzerne profitieren nur auf lange Sicht, in: handelsblatt.com, vom 9.9.2010.

Handelsblatt, Strahlender Sieger, 7.9.2010, S. 2.

Handelsblatt, Vattenfall verklagt Deutschland, 2.11.2011.

Handelsblatt, Deutschlands führendes Energieunternehmen sucht sein Heil im Ausland, 4.5.2011, S. 28.

Handelsblatt, Eon bricht der Gewinn weg, in handelsblatt.com, 9.11.2011.

Handelsblatt, Eon will 11.000 Stellen abbauen, in Handelsblatt.com, 22.11.2011.

Handelsblatt, Eon-Beschäftigte protestieren gegen Arbeitsplatzabbau, 8.11.2011, S. 23.

Handelsblatt, Kommunen fordern von RWE aktive Rolle bei Energiewende, 8.7.2011, S. 19.

Handelsblatt, Ohne die Energiekonzerne gelingt die Wende nicht, 31.5.2011, S. 11.

Handelsblatt, Der kurze Draht ist gekappt, 11.6.2012, S. 14.

Handelsblatt, RWE klagt gegen die Enteignung, 22.6.2012.

Handelsblatt, EON verlangt acht Milliarden Euro Schadenersatz, 14.6.2012.

Handelsblatt, Eon und RWE geben Atomfirma mit Gewinn ab, 31.10.2012, S. 26.

Handelsblatt, Ende eines Imperiums, 30.10.2013, S. 22.

Handelsblatt, Wende ohne Energie, 14.6.2013, S. 6.

Handelsblatt, Die Last der Vergangenheit, 14.6.2014, S. 7.

Handelsblatt, Gnadenbrot für die Dinos der Industrie, 5.3.2014.

Handelsblatt, EnBW treibt den Abbau alter Kernreaktoren voran, 1.4.2014.

Handelsblatt, Mehr Markt, weniger Kosten, 8.4.2014.

Handelsblatt, Das Atom-Angebot, 23.5.2014.

Handelsblatt, Brüsseler Spitzen, 25.6.2014.

Handelsblatt, Bürger sind für Atomfonds, 5.8.2014.

Handelsblatt, Trübe Stimmung, 13.11.2014.

Handelsblatt, Tschechen an Braunkohle von Vattenfall interessiert, 13.11.2013.

Handelsblatt, Eon und die ‚Deutsche Energie‘, 24.11.2014.

Handelsblatt, Erbitterter Kampf um die Kohle, 25.11.2014.

Handelsblatt, Ende einer Industrie, 2.12.2014.

Handelsblatt, Grüne kritisieren das Klimapaket, 4.12.2014.

Handelsblatt, Eon schlägt zurück, 21.1.2015.

Handelsblatt.com, FDP löst mit Atom-Bedenken heftigen Koalitionskrach aus, 7.6.2011.

Handelsblatt.com, Juristen sehen Energiekonzerne im Recht, 1.6.2011.

Handelsblatt.com, Abriss von AKW Biblis soll 1,5 Milliarden kosten, 21.10.2011.

Handelsblatt.com, FDP löst mit Atom-Bedenken heftigen Koalitionskrach aus, 7.6.2011,
<http://www.wirtschaftspresse.biz/psbh?fn=relhbi&sfn=buildhbi&GoPage=205550,2055>

- 51&bmc=biz_cn_detailsuche&bmc=biz_cn_archiv_artikel&dk=63&SH=42fb2235194a080ac94a1efd90aa11&depot=0, zuletzt abgerufen 29.3.2014.
- Handelsblatt.com, RWE und Eon stoßen britische AKW-Firma ab, 25.10. 2012.
- Handelsblatt.com, Weniger Schadenersatz für AKW-Betreiber, vom 2.9.2013, <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/atomausstieg-weniger-schadenersatz-fuer-akw-betreiber/8726096.html>, zuletzt abgerufen 7.1.2014.
- Handelsblatt.com Das Schrumpfen der Stromriesen, 13.3.2014, <http://www.handelsblatt.com/technologie/das-technologie-update/energie/energieuende-kritiker-versorger-haben-zu-viel-zeit-verloren/9610346-2.html>, zuletzt abgerufen 17.3.2014.
- Handelsblatt.com, EnBW-Gewinn schrumpft stark, 7.3.2014.
- Handelsblatt.com, Energieversorger wollen 47 Kraftwerke stilllegen, Medienberichte 16.4.2014, zuletzt abgerufen 18.4.2014.
- Handelsblatt.com, Weniger Schadenersatz für AKW-Betreiber, 2.9.2013, <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/atomausstieg-weniger-schadenersatz-fuer-akw-betreiber/8726096.html>, zuletzt abgerufen 7.1.2014.
- Hartmann, U./Simson, W. in: E.ON Geschäftsbericht 2002, S. 4-7.
- Hennicke, P./Müller, M., Weltmacht Energie. Herausforderung für Demokratie und Wohlstand, Stuttgart 2005.
- Hiesl, A., Zur aktuellen Wirtschaftlichkeit von Atomkraftwerken anhand von ausgewählten Beispielen, Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien 2013.
- Hirschhausen, C. von, zitiert in: Die große Unvollendete, in: Energie & Management vom 15.9.2008.
- Hockenos, P., The Energiewende, in: Zeit Online vom 15.12.2012, <http://www.zeit.de/2012/47/Energiewende-Deutsche-Begriffe-Englisch>, zuletzt abgerufen am 14.11.2013.
- J.P. Morgan, German Utilities: RWE: balance sheet story continuing to unfold, maintain preference vs. EON, 19.11.2013.
- Jäger, G. zitiert in: Handelsblatt.com, Abriss von AKW Biblis soll 1,5 Milliarden Euro kosten, 21.10.2011.
- Josefsson, L. zitiert in: Deutschlandfunk, Atomenergie erwünscht, Beitrag vom 6.9.2009, http://www.deutschlandfunk.de/atomenergie-erwuenscht.724.de.html?dram:article_id=99582, zuletzt abgerufen 17.3.2014.
- Juris.de, Kernbrennstoffsteuer: Kein vorläufiger Rechtsschutz für Kernkraftwerksbetreiber, Entscheidungsdatum 25.11.2014, Erscheinungsdatum 23.12.2014.
- KFW/ZEW, CO₂-Barometer 2013 – Carbon Edition, Frankfurt 2013.
- König, R. M., zitiert in: Handelsblatt, Taugt Eon als Blaupause?, 21.5.2015.
- Kotting-Uhl, S., Atomhaftung: Bundestagsrede von Sylvia Kotting-Uhl für die Fraktion Bündnis 90/Die Grünen, 29.5.2008, http://www.gruene-bundestag.de/parlament/bundestagsreden/2008/mai/atomhaftung_ID_235930.html, zuletzt abgerufen 6.1.2014.

- Küchler, S./Meyer, B., Was Strom wirklich kostet. Vergleich der staatlichen Förderungen und gesamtgesellschaftlichen Kosten konventioneller und erneuerbarer Energien. Hrsg. Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft e.V., überarbeitete und aktualisierte Aufl., Berlin 2012.
- Küchler, S./Horst, J., Strom- und Energiekosten der Industrie: Pauschale Vergünstigungen auf dem Prüfstand, Hrsg. Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft und Institut für ZukunftsEnergieSysteme, 2012.
- Kuhnt, D./Roels, H., in: RWE Geschäftsbericht 2002, S. 6f.
- Kungl, G., The Incumbent German Power Companies in a Changing Environment, SOI Discussion Paper 2014-03, Stuttgart 2014, S. 30.
- Leprich, U., EnBW: Perspektiven eines Energiekonzerns, Hrsg. Greenpeace, Saarbrücken März 2011, S. 17.
- Leprich, U., zitiert in: Wirtschaftswoche, So dramatisch steht es um die Zukunft der Energieriesen, 12.11.2013.
- Løseth, Ø. zitiert in: Vattenfall, Annual and Sustainability Report for 2013, Stockholm 2014, S. 6 und 7.
- Manager Magazin Online, Notverkauf der Dea droht zu platzen – Anleger zittern um RWE, <http://www.manager-magazin.de/unternehmen/energie/rwe-unter-druck-verkauf-von-dea-wackelt-a-1002664.html>, zuletzt abgerufen 28.12.2014.
- Marquardt, R.-M./Bontrup, H.-J., Verteilungskonflikte der Energiewende: Branchenbetroffenheit, Gutachten für den Initiativkreis Ruhr, 2014, S. 25.
- Mastiaux, F. zitiert in: Wirtschaftswoche, So dramatisch steht es um die Zukunft der Energieriesen, 12.11.2013.
- Mastiaux, F., Interview mit dem EnBW-Vorstand, in: EnBW, Bericht 2013: Kurzfassung, Karlsruhe 2014, S. 6.
- Mastiaux, F. zitiert in: Manager Magazin, „Ritt auf der Rasierklinge“, Vorabdruck 22.1.2015, <http://www.manager-magazin.de/politik/deutschland/enbw-chef-kritisiert-regierung-massiv-a-1014016.html>, zuletzt abgerufen 26.1.2015.
- Matthes, F., Erste Auswertung des am 5. September 2010 ausgehandelten Modells für die Laufzeitverlängerung der deutschen Kernkraftwerke, Hrsg. Öko-Institut, Berlin 2010.
- Matthes, F., Auswertungsaktualisierung des am 5. September 2010 ausgehandelten Modells für die Laufzeitverlängerung der deutschen Kernkraftwerke, Hrsg. Öko-Institut, Berlin 2010.
- Matthes, F./Kallenbach-Herbert, B., Mythos Atomkraft, Über die Laufzeitverlängerung von Atomkraftwerken, Hrsg. Heinrich-Böll-Stiftung, Berlin 2006, S.6.
- Merkel, A., Regierungserklärung von Bundeskanzlerin Dr. Angela Merkel, Bulletin der Bundesregierung Nr. 59 -1 vom 9. Juni 2011, http://www.bundesregierung.de/Content/DE/Bulletin/2011/06/Anlagen/59-1-bk.pdf?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt abgerufen 25.10.2013.
- Merkel, A., zitiert in: Handelsblatt, Das Atom-Angebot, 23.5.2014.
- Meyer, B./Fuhrmann, T., Rückstellungen für Rückbau und Entsorgung im Atombereich, Hrsg. Greenpeace, Hamburg 2012.

- Moench, C., Verfassungsrechtliche Grenzen des Ausstiegsszenarios, in: Gesellschaft, Wirtschaft, Politik, Heft 3/2011, S. 293.
- Monopolkommission, Weniger Staat, mehr Wettbewerb – Gesundheitsmärkte und staatliche Beihilfen in der Wettbewerbsordnung, 17. Hauptgutachten der Monopolkommission, Bonn 2008.
- Monopolkommission, Energie 2013: Wettbewerb in Zeiten der Energiewende, Sondergutachten 65, Bonn 2013.
- Nabu, Ist nachhaltige Energieversorgung möglich?: Streitgespräch vom 8.4.2011 mit Jürgen Großmann, <http://www.nabu.de/aktionenundprojekte/dinodesjahres/13660.html>, zuletzt abgerufen 18.3.2014.
- Öko-Institut, Energiewende – Die Ursprünge, <http://energiewende.de/index.php?id=5>, zuletzt abgerufen 14.11.2013.
- Offshore-Windenergie.NET, EEG-Vergütung und Kapazitätszuweisung, <http://www.offshore-windenergie.net/politik/eeg-verguetung>, zuletzt abgerufen 20.11.2014.
- Ott, E., zitiert in Handelsblatt, E.ON: Streit um Stellenabbau und schlechteres Rating, 6.10.2011
- Pavel, F., u.a., Gutachten zum Investitionsverhalten der Strom- und Gasnetzbetreiber im Rahmen des Evaluierungsberichts nach § 33, Abs. 1 ARegV, Hrsg. DIW ECON, Berlin 2014.
- Platts, German renewables lead power mix for first time with 25,8 % share, <http://www.platts.com/latest-news/electric-power/london/german-renewables-lead-power-mix-for-first-time-21761667>, zuletzt abgerufen 2.1.2015.
- Pofalla, R., zitiert in: Focus online, Umweltkonzept – Pofalla: Atomstrom ist für die CDU Öko-Energie“, 23.6.2008, http://www.focus.de/politik/diverses/umweltkonzept-pofalla-atomstrom-ist-fuer-die-cdu-oeko-energie_aid_313290.html, zuletzt abgerufen 18.3.2014.
- Prüfer, H. zitiert in: Gassmann, M., Chef, wir müssen reden, in: Financial Times Deutschland, 16.8.2011.
- Radio Bremen, EWE will 500 Millionen Euro von EnBW, 27.5.2013, <http://www.radiobremen.de/politik/nachrichten/ewe-verklagt-enbw100.html>, zuletzt abgerufen 20.4.2014.
- Rehfeld, K./Rehfeld, L., Vergütung von Windenergieanlagen an Land über das Referenzertragsmodell, Hg. Agora, Berlin, 2014, S. 19.
- Reuster, L./Küchler, S., Die Kosten der Energiewende – Wie belastbar ist Altmaiers Billion?, in: Zeitschrift für Neues Energierecht, Heft 2, 2013, S. 141.
- Roon, S. von/Huck, M., Merit Order des Kraftwerksparks, Hrsg. Forschungsstelle für Energiewirtschaft 2010.
- RWE, Ein Zukunftsbild für RWE, <http://www.rwe.com/web/cms/de/2091872/rwe/ueber-rwe/zukunftsbild/>, zuletzt abgerufen 16.4.2013.
- RWE, RWE erwirbt Stromkontingent aus Kernkraftwerk Stade, Pressemitteilung 9.5.2010, <http://www.rwe.com/web/cms/de/2320/rwe-power-ag/presse-downloads/pressemitteilungen/pressemitteilungen/?pmid=4004853>
- RWE, CR-Bericht 2013: Vertrauen verdienen, Essen 2014.

RWE, Geschäftsbericht 2011, Essen 2012.

RWE, Geschäftsbericht 2012, Essen 2013.

RWE, Geschäftsbericht 2013: Zukunftsgestalter, Essen 2014.

RWE, Bericht über die ersten drei Quartale 2014, Essen 2014.

RWE, RWE verkauft DEA zu einem Unternehmenswert von 5 Mrd. €, Pressemeldung 16.1.2015, Essen.

Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung, Jahresgutachten 2014/15: Mehr Vertrauen in Marktprozesse, S. 23 -27.

Schmid, N., zitiert in: Handelsblatt, Wende ohne Energie, 14.6.2014, S.6.

Schmidt, I., Wettbewerbspolitik und Kartellrecht, 8. Aufl., Stuttgart 2005, S. 36 ff.

Schmitz, R. M., zitiert in: Handelsblatt, Eon schlägt zurück, 21.1.2015.

Schnier, M., Der EEG-Kompromiss, <http://www.ecotec.de/blog/posts/der-eeg-kompromiss/>, zuletzt abgerufen 29.12.2014.

Sensfuß, F., Analysen zum Merit-Order-Effekt erneuerbarer Energien: Update für das Jahr 2009, Karlsruhe, 2011.

Spiegel Online, Beust bedauert Verkauf der HEW an Vattenfall, vom 12.07.2007.

Spiegel Online, Streit mit Regionalversorger: EnBW droht Milliardenverlust aus Beteiligung, 7.11.2011, <http://www.spiegel.de/wirtschaft/unternehmen/streit-mit-regionalversorger-enbw-droht-milliardenverlust-aus-beteiligung-a-796205.html>, zuletzt abgerufen 18.4.2014.

Spiegel Online, Atomausstieg: EnBW verzichtet auf Klage und will trotzdem Schadensersatz, vom 30.7.2012, <http://www.spiegel.de/wirtschaft/unternehmen/enbw-klagt-nicht-gegen-atomausstieg-a-847191.html>, zuletzt angerufen 7.1.2014.

Spiegel Online, Vertrauliche Studie: Hälfte aller Kraftwerke in NRW droht vorzeitige Stilllegung, 25.11.2012, <http://www.spiegel.de/wirtschaft/unternehmen/haelfte-aller-kraftwerke-in-nrw-droht-vorzeitige-stilllegung-a-869164.html#spCommentsBoxPager>, zuletzt abgerufen 17.4.2014.

Spiegel Online, E.on-Chef: Teyssen hält Atom- und Kohlestrom für kaum profitabel, 18.3.2014, <http://www.spiegel.de/wirtschaft/soziales/e-on-chef-teyssen-haelt-atom-und-kohlestrom-fuer-kaum-profitabel-a-958458.html>, zuletzt abgerufen 4.1.2015.

Spiegel Online, E.on nimmt AKW Grafenrheinfeld früher vom Netz, 28.3.2014 <http://www.spiegel.de/wirtschaft/unternehmen/akw-e-on-schaltet-atomkraftwerk-grafenrheinfeld-im-mai-2015-ab-a-961269.html>, zuletzt abgerufen 4.1.2015.

Spiegel Online, Schwedischer Staatskonzern: Vattenfall forciert Ausstieg aus deutscher Braunkohle, 5.12.2014, <http://www.spiegel.de/wirtschaft/unternehmen/vattenfall-forciert-ausstieg-aus-braunkohle-in-lausitz-a-1006805.html>, zuletzt abgerufen 4.1.2015

Spiegel Online, EU-Kommission schont Deutschlands Stromschlucken, 25.11.2014, <http://www.spiegel.de/wirtschaft/soziales/energie-eu-kommission-schont-stromintensive-industrie-a-1004907-druck.html>, zuletzt abgerufen 6.12.2014.

- Siebel Eltron, Energie-Trendmonitor 2014, 2014 http://www.stiebel-eltron.de/imperia/md/content/STIEBELELTRON/de/meta/stiebeleltron_trendmonitor.pdf, zuletzt abgerufen 26.12.2014.
- Stratmann, K., Es führt kein Weg zurück, in: Handelsblatt, 11.3.2014, S. 12.
- Stratmann, K., Klimapolitik mit der Brechstange, in: Handelsblatt, 25.11.2014
- Süddeutsche Zeitung, 18 Tage Nebel, 17.07.2007, S. 4
- Sun, N./Hundt, M./Blesl, M./Voß, A., Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke – Studie im Auftrag von EnBW, Hrsg. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendungen, Stuttgart, 2010.
- Terium, P. Die Politik bestimmt über den Rahmen – über unseren Erfolg entscheiden wir, in: RWE, Geschäftsbericht 2013: Zukunftsgestalter, Essen 2014, S. 15-18.
- Terium, P. zitiert in: Wirtschaftswoche, So dramatisch steht es um die Zukunft der Energieriesen, 12.11.2013.
- Terium, P., Interview: Im Gespräch mit Peter Terium, in: RWE, CR-Bericht 2013: Vertrauen verdienen, Essen 2014, S. 1.
- Terium, P., zitiert in: Handelsblatt, Bescheidene Aktionäre, 17.4.2014, S. 22.
- Teyssen, J. zitiert in: E.ON, MPX und E.ON unterzeichnen Verträge für Joint Venture, Pressemitteilung, 18.4.2012.
- Teyssen, J. zitiert in: E.ON, E.ON-Hauptversammlung 2013: Auf dem Weg zur neuen E.ON, Pressemitteilung, 3.5.2013.
- Teyssen, J. zitiert in: Wirtschaftswoche, So dramatisch steht es um die Zukunft der Energieriesen, 12.11.2013.
- Teyssen, J., in: E.ON, Geschäftsbericht E.ON 2013, Düsseldorf 2014, S. 2-3.
- Teyssen, J. zitiert in: E.ON, E.ON behauptet sich in schwierigem Umfeld, Pressemitteilung 12.3.2014.
- Teyssen, J., Brief des Vorstandsvorsitzenden, in: E.ON, Geschäftsbericht 2013, Düsseldorf 2014, S. 3.
- Teyssen, J. zitiert in: Spiegel Online, E.on-Chef: Teyssen hält Atom- und Kohlestrom für kaum profitabel, 18.3.2014, <http://www.spiegel.de/wirtschaft/soziales/e-on-chef-teyssen-haelt-atom-und-kohlestrom-fuer-kaum-profitabel-a-958458.html>, zuletzt abgerufen 4.1.2015.
- Teyssen, J. in: Handelsblatt, „An der Wahrheit festhalten“, 21.1.2015.
- Thomas-Wenzel, F., Winterkorn bei Gehalt spitze, in: Frankfurter Rundschau vom 21. März 2014, S. 1.
- Timera Energy, Germany vs. UK generation margin comparison, 31.3.2014, <http://www.timera-energy.com/coal-market/germany-vs-uk-generation-margin-comparison/>, zuletzt abgerufen 2.1.2015.
- Trend:research/Leuphana, Definition und Marktanalyse von Bürgerenergie in Deutschland, Bremen 2013, S. 42.
- Tüngler, M. zitiert in: Handelsblatt, Bescheidene Aktionäre, 17.4.2014, S. 22.
- Vasilliadis, M. zitiert in: Wirtschaftswoche, Leise Töne, Heft 16, 16.4.2012, S. 66.

Vattenfall Europe, Geschäftsbericht 2007, Berlin 2008, S. 34.

Vattenfall, Geschäftsbericht 2012 inklusive Nachhaltigkeitsbericht, Stockholm 2013.

Vattenfall, Annual and sustainability report 2013, Stockholm 2014.

Vattenfall, Nachhaltigkeit bei Vattenfall, 24.10.2013, <http://corporate.vattenfall.de/nachhaltigkeit/nachhaltigkeit-bei-vattenfall/>, zuletzt abgerufen 17.4.2014.

Vattenfall, Interim Report January – September 2014, Stockholm 2014.

Vattenfall, A new organisational structure to support the future strategy of Vattenfall, Press Release 15.1.2015.

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

Westfälische Nachrichten, Eon will Schadenersatz für Atom-Aus, 16.4.2014.

Westfälische Nachrichten, Stromriesen schielen ins Ausland, 14.11.2014.

Wirtschaftswoche Online, EEG-Reform: Auch Genossen müssen zahlen, 2.4.2014.

Wirtschaftswoche, Kurzschluss: Bremsen, blockieren, große Töne spucken, 24.10.2011, S. 64.

Wirtschaftswoche, So dramatisch steht es um die Zukunft der Energieriesen, 12.11.2013.

Wirtschaftswoche Online, IG BCE will nationale Gesellschaft für Steinkohlekraftwerke, 23.2.2014.

Wirtschaftswoche Online, Katerstimmung bei RWE, 28.2.2014.

Wirtschaftswoche Online, Permanent-Fasten bei EnBW, 7.3.2014.

Wirtschaftswoche, Genügend Polster für Jahrzehnte, 19.5.2014.

Wirtschaftswoche, Dea-Verkauf wird zur Zitterpartie, 16.10.2014

Wirtschaftswoche, Das Ende der Zombies, 8.12.2014.

Wiwo.de, Stunde der Wahrheit bei E.On, 22.11.2011.

Wiwo.de, Kraftwerk Brunsbüttel soll abgerissen werden, 1.11.2012.

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie, Stadtwerke-Neugründungen und Rekommunalisierungen, Energieversorgung in kommunaler Verantwortung, Wuppertal 2013.

Zeit Online, Vattenfall klagt gegen Atomausstieg, vom 12.7.2012, <http://www.zeit.de/wirtschaft/unternehmen/2012-07/vattenfall-atomausstieg-klage>, zuletzt abgerufen 7.1.2014.

Zeit Online, Milliarden für die Atomkonzerne, 28.9.2009, <http://www.zeit.de/wirtschaft/2009-09/laufzeitverlaengerung>, zuletzt abgerufen 23.3.2014.

Zitzler, S., Reichweite und Grenzen einer Förderreform: Eine steuerungstheoretische Analyse der Photovoltaik-Novelle 1012, in: Korte, K.-R. (Hrsg.), Regierungsforschung.de, 11. Juli 2013.