



Die deutschen Energie- und Klimaziele in Gefahr – lassen sich die Vorgaben im Stromsektor erreichen? (Gesamttext)

Titel

VDE-Studie Die deutschen Energie- und Klimaziele in Gefahr? - Lassen sich die Vorgaben im Stromsektor erreichen? (Gesamttext)

Autoren : ETG-Taskforce Stromversorgung und Umwelt

Dr. Rudolf Botzian

Dipl.-Ing. Wolfgang Glaunsinger

Dr.-Ing. Martin Kleimaier

Prof. Dr.-Ing. Werner Leonhard

Dipl.-Ing. Martin Pokojski

Dr.-Ing. Ireneusz Pyc

Dipl.-Ing. Thomas Raphael

Dr.-Ing. Jürgen Schwarz

Prof. Dr.-Ing. Wolfgang Schröppel

Prof. Dr.-Ing. Dirk Westermann

Herausgeber

Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG)

Stresemannallee 15

60596 Frankfurt

Telefon 069 6308-346

Telefax 069 6308-9836

etg@vde.com

www.vde.com/etg

Zusätzlich zu dieser Veröffentlichung wurde die Publikation "VDE-Studie Die deutschen Energie- und Klimaziele in Gefahr?" herausgegeben.

© 2009

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	5
2	Klima- und Energiepolitik: quantitative Ziele im internationalen Vergleich	7
2.1	Vorbemerkung	7
2.2	Klimarahmenkonvention UNFCCC	7
2.3	G8 sowie Erweiterungen G8+5 und G-20.....	9
2.4	Major Economies Forum on Energy and Climate	9
2.5	Europäische Union	10
2.6	Deutschland	13
2.7	Frankreich	14
2.8	Vereinigtes Königreich.....	14
2.9	Japan.....	15
2.10	USA	16
2.11	Zusammenfassung und Ausblick.....	18
3	Überblick über das Integrierte Energie- und Klimaprogramm IEKP der Bundesregierung	21
4	CO₂-Einsparungen im Bereich der elektrischen Energie - Technologien und Potentiale	23
4.1	Erneuerbare Energien	23
4.2	Fossile Kraftwerkstechnologien.....	31
4.3	Energieeffiziente Produkte in Industrie, Haushalt und Gewerbe	35
4.4	Wärmeversorgung / Speicherheizungen	46
4.5	Elektromobilität.....	57
4.6	e-Energy - Intelligente Messung, Energiemanagementsysteme, Datennetze ..	72
4.7	Energieforschung	74
5	Bewertung der IEKP-Ziele und -Maßnahmen	87
5.1	Ziele der Bundesregierung bis 2020.....	87
5.2	Szenarien der Erzeugungs-/Verbrauchsentwicklung bis 2020	87
5.3	Vergleich der Szenarien	90
5.4	Bewertung der Szenarien	93
5.5	Potentiale zur Reduktion der CO ₂ -Emissionen	96
6	Handlungsbedarf zur Erreichung der Ziele	99
	Literatur	103

1 Einleitung

Am 23. und 24.8.2008 hat die Bundesregierung auf ihrer Klausurtagung in Meseberg Eckpunkte für ein „Integriertes Energie- und Klimaprogramm IEKP“ beschlossen. Es ist das erste Mal, dass die Bundesregierung einen einheitlichen Ansatz vorgelegt hat, die Herausforderungen in der Energie- und Klimapolitik ganzheitlich zu lösen. In ihren Überlegungen orientiert sie sich an den Festlegungen, die die Regierungs- und Staatschefs der 27 EU-Länder am 7.3.2007 in Brüssel zur Energiepolitik vereinbart hatten:

- Steigerung der Energieeffizienz bis 2020 gegenüber dem Trend um 20%,
- Reduktion der CO₂-Emissionen bis 2020 um mindestens 20 % unter das Niveau von 1990. Sind die Industrieländer zu vergleichbaren Emissionsreduzierungen bereit, will die EU die CO₂-Emissionen um 30 % senken.
- Ausbau der erneuerbaren Energien auf einen Wert von 20 % am gesamten Primärenergiemix zur Erzeugung elektrischen Stroms bis 2020.
- Ausbau des Anteils der Biokraftstoffe auf 10 % am Kraftstoffverbrauch.

Die Bundesregierung hat diese schon anspruchsvollen Ziele in Meseberg noch einmal gesteigert. Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung soll auf 25 bis 30 % ausgebaut werden, zur Erzeugung von Wärme auf 14 % und zur Produktion von Kraftstoffen auf 17 %. Die Energieeffizienz soll wie in der EU um 20 % gesteigert werden. Die Reduktion der CO₂-Emissionen ist in Deutschland gegenüber 1990 um 40 % (!) zu senken, vorausgesetzt die EU senkt ihre CO₂-Emissionen um 30 %. Ferner hat die Regierung beschlossen, den Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) – Anteil an der Stromerzeugung auf 25 % auszubauen. Alle Ziele sollen bis 2020 erreicht werden.

Um die 40-prozentige Reduktion bei den Treibhausgasen zu erreichen hat die Bundesregierung in Meseberg einen Katalog von 29 Maßnahmen beschlossen, die geeignet sein sollen, auf der Basis der bis 2006 schon erreichten Reduktionen das neue Ziel von -40 % bis 2020 einzuhalten. Die vorliegende Studie untersucht, ob und wie diese anspruchsvollen Ziele bis 2020 erreicht werden können. Entscheidend für die Erreichung der Klimaziele ist zum einen die Entwicklung des Verbrauchs – steigt er weiter wie in der Vergangenheit oder kann eine Wende zu einer Reduktion des Verbrauchs erreicht werden – und zum anderen, welche Technologien systemkompatibel zur Erzeugung der Sekundärenergie (Strom, Wärme) eingesetzt werden können, um die Treibhausgasemissionen zu vermindern und die Ressourcen zu schonen. Beide Stellschrauben setzen eine konsistente, langfristig orientierte Energie- und Klimapolitik voraus, mit klaren Zielen und Vorgaben, aber auch mit Freiraum für neue Systemansätze und Lösungen. Das „Integrierte Energie- und Klimaprogramm IEKP“ geht in einem ersten Schritt diesen Weg, die konkrete Ausprägung und die praktische Umsetzung aber werden über seinen Erfolg entscheiden.

Im Kapitel 2 der Studie werden zunächst in einem Blick über unsere Grenzen die Aktivitäten und Programme unserer Nachbarn auf dem Gebiet der Energieversorgung und des Klimaschutzes aufgezeigt. Das Kapitel 3 fasst die Maßnahmeninhalte und die Reduktionsziele der 29 Maßnahmen des IEKP zusammen, im Abschnitt 4 werden für die Maßnahmen, die den Stromsektor betreffen – das Arbeitsgebiet des VDE –, Wege und Technologien beschrieben, wie die Ziele des IEKP. Das Kapitel 5 stellt eine Reihe von Stromerzeugungs- und Verbrauchsszenarien vor, die Grundlage für das IEKP sein können und an denen die Erreichung der Klimaziele gespiegelt wird. Dabei werden neben dem „Regierungsszenarium“ weitere Szenarien aufgezeigt, die teilweise andere Ansätze verfolgen sowie im Falle der Forderungen des Bund Naturschutz und anderer Umweltorganisationen auch extreme Wege vorschlagen (z.B. gleichzeitiger Ausstieg aus Kernkraft und Kohle bis 2020). Schließlich beschreibt das Kapitel 6 den aus Sicht des VDE notwendigen Handlungsbedarf, um das IEKP zu einem Erfolg zu führen.

Zusätzlich zu diesem Gesamttext wurde die Studie als Vorabversion veröffentlicht. Die darin im Abschnitt Szenarien genannten Zahlenwerte weichen leicht von den hier verwendeten ab, da im Gesamttext die Szenarien noch einmal nachgerechnet wurden.

2 Klima- und Energiepolitik: quantitative Ziele im internationalen Vergleich

2.1 Vorbemerkung

Politische Zielsetzungen und Maßnahmen auf dem Gebiet des Klimaschutzes werden auf unterschiedlichen Ebenen verhandelt, und das mit voneinander abweichenden Graden rechtlicher Verbindlichkeit in der Umsetzung. Im Besonderen folgende Akteure sind für die konkrete Gestaltung einer zukunftsgerichteten integrierten Klima- und Energiepolitik aktiv:

- Die Vertragsstaatenkonferenz der Klimarahmenkonvention United Nations Framework Convention on Climate Change von 1990 (UNFCCC);
- G8-Gipfel;
- Kommission und Rat der EU;
- nationale Regierungen mit ihren politischen Festlegungen von rechtlichen Regelungen in Ausfüllung der auf den internationalen Ebenen getroffenen Vereinbarungen oder sogar im Vorgriff darauf.

Die jeweils maßgebenden mittelfristigen Zeithorizonte zeigen gewisse Abweichungen voneinander. Daher wird im internationalen Vergleich, insbesondere der Länder untereinander, auf eine in allen Details gehende synoptische Darstellung verzichtet. In dessen ist der Zeithorizont 2050 für die Formulierung langfristiger Zielmarken durchgängig.

Manchmal werden die Inventare für CO₂ allein und für die CO₂-Äquivalente sämtlicher Treibhausgase CO₂, CH₄, N₂O, HFCs, PFCs und SF₆ bei anzustrebenden Minderungen nicht sauber auseinandergelassen. Für Deutschland liegen die Werte für CO₂ etwa um 1/8 unter denen für Treibhausgase allgemein [1]. Im Folgenden ist bei den aufgeführten Vergleichszahlen immer auf die Gesamtheit der Treibhausgase abgehoben.

2.2 Klimarahmenkonvention UNFCCC

Unter dem Dach der UNFCCC wurde 1997 das Kyoto-Protokoll zum Beitritt aufgelegt. Es trat 2005 mit Gültigkeit bis 2012 in Kraft und legt quantitative Reduktionsziele für Treibhausgasemissionen – mit dem Referenzjahr 1990 – in Prozentsätzen fest. Für die einzelnen Unterzeichner gelten unterschiedliche Zahlenwerte. Die Umsetzung ist völkerrechtlich verbindlich, jedoch sind bei Nichterfüllung der Verpflichtungen keine Sanktionen vorgesehen. Kyoto litt bisher unter dem politischen Handicap, dass die Regierung Bill Clinton zwar ihre Unterschrift leistete, aber die anstehende Ratifizierung chancenlos blieb.

Weiter unten in Kapitel 2.11 werden für ausgewählte Vertragspartner des Kyoto-Protokolls in einer Tabelle Sollwerte für 2012 und aktuelle Ist-Werte ausgewiesen. Die zugehörigen Quellen führen dort die Werte auf, welche die UNFCCC in einem offiziellen Dokument herausgibt [2]. Weiterhin nennt die Tabelle mittel- und langfristige Zielsetzungen der ausgewählten Länder sowie anderer internationaler Akteure.

Die 13. Vertragsstaaten-Konferenz der UNFCCC, 4.-15.12. 2007, auf Bali verabschiedete nach schwierigen Verhandlungen eine Roadmap [3] sowie den Bali-Aktionsplan [4]. Damit ist der Startschuss für Verhandlungen über ein neues globales Klimaabkommen gefallen, mit den Eckpunkten [5] einer Festlegung auf.

- ein langfristiges und globales Emissionsminderungsziel,
- verifizierbare und miteinander vergleichbare Minderungsziele von Industriestaaten,
- Minderungsmaßnahmen von Entwicklungsländern,
- technische und finanzielle Unterstützung von Entwicklungsländern sowohl bei der Emissionsminderung als auch bei der Anpassung an den Klimawandel.

Die 14. Vertragsstaatenkonferenz der UNFCCC in Posen 1.-12.12.2008 legte fest, dass im Verlauf des Jahres 2009, beginnend 29.3.-8.4.2009, anstelle des bisherigen Austauschs von Positionen in mehreren ständigen Arbeitsgruppen der Entwurf eines Vertragstexts verhandelt wird, der beim Klimagipfel Ende 2009 in Kopenhagen, der 15. Vertragsstaatenkonferenz, in Form eines ab 2013 geltenden Post-Kyoto-Abkommens international verbindlich wird [6].

Konkrete Reduktionsziele konnten bei der UNFCCC nicht vereinbart werden. Indessen erkennen die Vertragsstaaten im Bali Action Plan an, dass tiefe Einschnitte in den globalen Emissionen erforderlich sind, um die eigentlichen Ziele der Klimarahmenkonvention zu erreichen. Sie betonen die Dringlichkeit, sich dem Klimawandel zu stellen, so wie er im Forth Assessment Report des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) beschrieben wird. Wenigstens eine Fußnote im Action Plan verweist auf S. 39 und S. 90 des Technical Summary sowie auf S. 776 von Chapter 13 des IPCC-Reports [7]. Dort werden, ausgehend von 1990, Modellrechnungen zu verschiedenen Szenarien vorgestellt. Als erforderlich gelten für eine Stabilisierung der atmosphärischen Treibhausgas-Konzentration und für die Begrenzung des heute nicht mehr zu vermeidenden globalen Temperaturanstiegs gegenüber dem vorindustriellen Wert:

- auf niedrigerem Niveau (450 ppm CO₂-Äquivalente und 2 Grad C Anstieg) eine Reduktion um 25 % - 40 % bis 2020 und um 80 % - 95 % bis 2050;
- auf mittlerem Niveau (550 ppm CO₂-Äquivalente und 3 Grad C Anstieg) eine Reduktion um 10 % - 30 % bis 2020 und um 40 % - 90 % bis 2050.

2.3 G8 sowie Erweiterungen G8+5 und G-20

An der G8 nehmen teil Frankreich, Deutschland, Italien, Japan, Kanada, Russland, USA und das Vereinigte Königreich sowie mit Beobachterstatus die Europäische Kommission. Die Thematik Energie/Klima gehört zur Agenda der Gipfeltreffen seit 2005 mit dem Grundsatz gemeinsamen Handelns, wenn auch mit Unterschieden in den jeweiligen Verantwortlichkeiten und Leistungsfähigkeiten. Mittelfristig wollen die G8-Mitglieder, jedes für sich und unter Berücksichtigung individueller nationaler Umstände, "ehrgeizige Zielsetzungen" in der Reduktion von Treibhausgasen verfolgen oder wenigstens – wo es möglich ist – einer Zunahme der Emissionen entgegenwirken. Sie wollen insbesondere Forschung und Entwicklung bei neuen Energietechnologien sowie Verfahren der Effizienzsteigerung voranbringen.

Ausdrücklich werden die Notwendigkeit "tief einschneidender" Emissionsreduktionen sowie die Bedeutung der wissenschaftlichen Erkenntnisse des IPCC anerkannt. Als Generallinie verfolgt die G8 eine aktive Unterstützung der politischen Bemühungen um das Zustandekommen einer tragfähigen Post-Kyoto-Vereinbarung. Als weitestgehende quantitative Aussage der G8 findet sich allerdings nur die Formulierung des Gipfels 2008 in Toyako auf Hokkaido, in langfristiger Perspektive zusammen mit allen UNFCCC-Vertragsparteien die "Vision teilen" zu wollen, dass bis 2050 die Emissionen durch internationalen Vertrag um wenigstens 50 % reduziert werden können [8]. Ein Basisjahr wird hier nicht genannt. Im Weiteren ist festgehalten, dass für einzelne Sektoren differenzierte Vorgehensweisen nützlich sein können ("Sektoraler Ansatz").

Die in Gleneagles 2005 eingerichtete erweiterte Gruppe G8+5, bestehend aus der G8 und Brasilien, China, Indien, Mexiko sowie Südkorea ("Outreach-Staaten"), dient dem Dialog zu Fragen von globaler Bedeutung, ab 2007 unter der Überschrift "Heiligendamm-Prozess". Dazu zählt im Besonderen der Klimaschutz im Rahmen des Climate Change Dialogue. Der Abschlussbericht der G8+5 wird dem G8-Gipfel Juli 2009 in Italien als Basis für eine untereinander abgestimmte Position bei den UNFCCC-Verhandlungen an die Hand gegeben [9].

Die Gruppe G-20 der wichtigsten Industrie- und Entwicklungsländer konnte sich beim Gipfeltreffen am 2. April 2009 in London – entgegen den Erwartungen des Gastgebers – im Politikbereich Energie und Klima nur auf eine allgemeine Absichtserklärung zur bestmöglichen Nutzung von Konjunkturprogrammen für den Übergang zu innovativen und klimafreundlichen Technologien und Infrastrukturen einigen [10].

2.4 Major Economies Forum on Energy and Climate

Auf Einladung von Präsident Obama kam Ende April 2009 das Major Economies Forum on Energy and Climate zu einem ersten Treffen zusammen. Teilnehmer sind die Staaten der G8+5 und die EU, erweitert um Australien, Indonesien und Südafrika sowie die Vereinten Nationen und Dänemark als Gastgeber der kommenden UNFCCC-Konferenz. Unter Verzicht auf das Vorlesen vorab verfasster Erklärungen

will das Forum – ohne Beteiligung von Medien und Beobachtern – dem freimütigen Informations- und Meinungsaustausch dienen [11]. Es soll der weltweiten Einigung auf ein Post-Kyoto-Abkommen starke Impulse verleihen sowie eine Plattform für die internationale Kooperation bei klimafreundlichen Energietechnologien schaffen. Mit zwei weiteren Arbeitstreffen, welche insbesondere auch Finanzierungsfragen und die Anpassung an den Klimawandel behandeln, wird eine hochrangige Veranstaltung des Forums im Zusammenhang mit dem G8-Gipfel Juli 2009 in Italien vorbereitet. Bereits unter der Regierung Georges W. Bush war analog ein Major Economies Meeting on Energy Security and Climate Change (MEM) für den G8-Gipfel Juli 2008 in Japan tätig [12].

2.5 Europäische Union

Die Europäische Kommission legte im Januar 2007 Vorschläge für eine neue Energiestrategie sowie für einen zugehörigen Energie-Aktionsplan vor. Sie will sich damit einer dreifachen Herausforderung stellen: Bekämpfung des Klimawandels, Förderung von Beschäftigung und Wachstum sowie Verringerung der durch die Abhängigkeit von Erdgas- und Erdölimporten bedingten externen Verwundbarkeit der EU [13]. Der Europäische Rat der Staats- und Regierungschefs legte auf dieser Grundlage für den EU-Bereich im März 2007 im Blick auf den Klimaschutz folgende bis 2020 zu erreichende Zielmarken fest [14]:

- Senkung der Treibhausgasemissionen um 20 % im Vergleich zum Wert von 1990.
- Anstieg auf 20 % der Anteil der erneuerbaren Energien – im Wesentlichen Sonne, Wasserkraft, Wind, Erdwärme und Biomasse – an der Endenergieerzeugung (Verdreifachung des heutigen Werts). Die Festlegung 10 % Biosprit im Teilbereich Verkehr wurde nachgebessert in 10 % erneuerbare Energieträger, im Fall von Biosprit nur bei nachhaltiger Erzeugung (d.h. Schonung des Welt-Agrarmarkts).
- Erhöhung der Energieeffizienz um 20 %

Übergeordnete klimapolitische Zielsetzung ist die Begrenzung des globalen Temperaturanstiegs – im Vergleich zum vorindustriellen Zeitalter – auf höchstens 2 Grad C.

Brüssel will die eigenen Minderungsziele sogar auf 30 % bis 2020 und auf 60 % - 80 % bis 2050 voranbringen, sofern im Zuge einer Post-Kyoto-Vereinbarung die anderen Industrieländer sich zu Vergleichbarem verpflichten und die fortgeschrittenen Entwicklungsländer entsprechend ihrer Verantwortung und Leistungsfähigkeit zu handeln bereit sind. Indem die EU vorerst unilateral am Minimalziel von 20 % bis 2020 festhält, will sie ein Zeichen für den Kopenhagener UNFCCC-Gipfel im Dezember 2009 setzen.

Ausgehend von einer Mitteilung der Kommission [15] beschloss der Rat der Staats- und Regierungschefs vom 11./12.12.2008 die systematische Umsetzung seiner Vor-

gaben vom März 2007 mithilfe eines umfassenden Legislativ-Pakets "Energie/Klimawandel" [16][17]. Es gilt der Grundsatz des "Effort Sharing", wobei Brüssel die von den Mitgliedsstaaten zu erbringenden Treibhausgas-Minderungen unter Berücksichtigung der jeweiligen wirtschaftlichen Leistungsfähigkeit festlegt. Die EU teilt in Form eines Rechtsakts ihre schrittweise abzusenkenden Gesamtemissionen auf in einen Posten, der sich aus den von den Mitgliedsstaaten in nationaler Regie zu realisierenden Obergrenzen summiert, und in einen Posten, der durch das gemeinschaftliche Emissions-Handelssystem (EU-EHS) abgedeckt wird.

Ein Kernelement ist das seit 2005 geltende und nunmehr neu geregelte EU-EHS [18]. Bei großen Anlagen der Industrie und Energiewirtschaft räumt die EU ihren Mitgliedsstaaten unterschiedliche Beträge noch erlaubter Emissionen ein, die dann in vom Staat auszugebende Zertifikate zu stückeln sind.

Bis 2012 gilt noch das bisherige System der nationalen Zuteilungspläne, wo jeder Mitgliedsstaat in eigener rechtlicher Verantwortung für die Einhaltung der ihm vorgegebenen Obergrenzen sorgt. Ab 2013 gibt es für die EU als Gesamtes nur noch ein einheitliches Emissionsbudget. Im Grundsatz sind dann sämtliche Zertifikate zu versteigern, und zwar beginnend 2013 schon vollständig im Stromsektor. Andere dem EU-EHS unterliegende Wirtschaftsbereiche folgen schrittweise bis 2020.

Im Bereich des EU-ETS will die Gemeinschaft mit diesem Vorgehen bis 2012 eine Reduktion ihrer im Referenzjahr 2005 stattgefundenen Emissionen um 7 % erreichen. Von 2013-2020 wird das EU-Emissionsbudget um jährlich 1,74 Prozentpunkte zurückgefahren, um damit im Bereich des EU-ETS für den Zeitraum 2005-2020 eine Minderung von insgesamt 21 % zu erzielen.

Aus den Versteigerungserlösen dürfen staatliche Zuschüsse bis zu 15 % des Investitionsvolumens für die klimafreundliche Erneuerung des Kraftwerksparks gegeben werden, sofern damit die CO₂-Sequestrierung technisch vorbereitet wird. Einzelne neue und wirtschaftlich noch weniger entwickelte Mitgliedstaaten erhalten übergangsweise deutliche Erleichterungen. EU-weit entlastet werden vorerst andere energieintensiven Industrien (mit kostenlosen neben auktionierten Zertifikaten), um einer Abwanderung zu außergemeinschaftlichen Standorten zuvorzukommen. Bis 2025 soll indessen bei der gesamten Industrie die Vollauktionierung erreicht sein.

Bei den nicht vom EU-EHS erfassten Emissionen (im Wesentlichen in den Bereichen Verkehr, Haushalte, Gewerbe, Dienstleistungen und Landwirtschaft) weist die EU den Mitgliedsstaaten unterschiedliche und dann rechtlich verbindliche Minderungsziele zu. Die Einhaltung der Vorgaben regeln die nationalen Gesetzgeber in eigener Verantwortung. Damit soll in diesem Bereich EU-weit bis 2020 eine Reduktion von 10 % gegenüber 2005 erreicht werden.

Nachdem zuvor energie- und klimabezogene Rechtsetzungsverfahren nur geringe Fortschritte machten, verabschiedete nunmehr das Europäische Parlament am 17.12.2008 mit großer Mehrheit die Festlegungen des Rats [19]. Es billigte in erster Lesung die sechs Bestandteile des Legislativpakets:

- Richtlinie über Erneuerbare Energien,
- Richtlinie über die dritte Phase des Emissionshandelssystems,
- Entscheidung über die Anstrengungen der Mitgliedstaaten zur Reduktion ihrer Emissionen in den nicht vom EU-EHS erfassten Sektoren,
- Richtlinie zur Abtrennung und geologischen Speicherung von CO₂
- Richtlinie zur Qualität von Kraftstoffen,
- Verordnung über CO₂-Emissionen von Kraftwagen

Das Paket als Gesamtheit soll bis 2011 Rechtsgültigkeit erlangen. Nach der Kopenhagener UNFCCC-Konferenz Ende 2009 wird eine "Lagebeurteilung" stattfinden, und zwar sollten im Blick auf die europäische Wettbewerbsfähigkeit, eine Anhebung des EU-Reduktionsziels von 20 % auf 30 % und damit Neufassungen im EU-Recht zur politischen Diskussion stehen.

Der EU-Gipfel vom 19./20.3.2009 traf im Bereich "Energie und Klimawandel" eine Reihe weiterer Richtungsfestlegungen. Besondere Priorität erhält die Verbesserung der Energieversorgungssicherheit, zu erreichen durch

- Steigerung der Energieeffizienz,
- optimale Nutzung heimischer Ressourcen,
- Diversifizierung der Energiequellen und –lieferanten,
- Ausbau der Energieinfrastrukturen und –verbundnetze,
- Einigung auf einen zügigen weiteren Ausbau des Energie-Binnenmarkts,
- verstärkte Wahrnehmung der Energie-Interessen in den EU-Außenbeziehungen.

In der internationalen Klimapolitik will die EU – unter Hinweis auf ihre bisherigen Zusagen – eine führende Rolle spielen, damit bei der Kopenhagener UNFCCC-Konferenz im Dezember 2009 ein globales und umfassendes Klimaschutzabkommen erreicht wird. Das bezieht sich im Besonderen auf:

- Schaffung eines weltweiten Markts für CO₂-Emissionszertifikate mit Berücksichtigung umweltverträglicher wirtschaftlicher Entwicklung in allen Ländern der Erde,
- finanzielle Unterstützung der Entwicklungsländer, ausdrücklich der am meisten gefährdeten unter ihnen, bei Maßnahmen zur Treibhausgas-Emissionsminderung sowie zur Anpassung an die Folgen des Klimawandels,
- faire Lastenteilung unter den Industrieländern bei den von der EU und den anderen Geldgebern zu erbringenden finanziellen Beiträgen.

Ein EU-Gipfel am 18./19. Juni 2009 will weitere Details im Blick auf Kopenhagen festlegen [20].

2.6 Deutschland

Die Bundesregierung beschloss im August 2007 auf der Klausurtagung in Meseberg ein ambitioniertes Energie- und Klimaprogramm. Am 5.12.2007 legte das Bundeskabinett ein detailliertes Paket mit zugehörigen Gesetzen und Verordnungen vor [21]. Die parlamentarische Verabschiedung des Ganzen soll auf jeden Fall in der laufenden Legislaturperiode abgeschlossen sein. Damit folgt die Bundesregierung auch den Vorgaben der EU vom März 2007. Zwischenberichte zu gegebener Zeit, gestützt zum Teil auf im Lauf des Jahres 2009 zu vergebende externe Studien, sollen dem im Paket vorgesehenen Monitoring der die deutschen Maßnahmen dienen. Die Ergebnisse können als Basis für eventuell notwendige politische Nachsteuerungen genutzt werden.

Berlin will bis 2020 die deutschen Treibhausgas-Emissionen um 40 % unter den Wert von 1990 senken, sofern die EU, wie in Erwartung einer tragfähigen Post-Kyoto-Vereinbarung in Aussicht gestellt, in ihrem Minimalziel einer Minderung von 20 % auf 30 % geht. Sollte das Zulegen der EU von 20 % auf 30 % vorerst nicht stattfinden, bleibt die Bundesregierung auf jeden Fall bei den Kabinettsbeschlüssen vom 5.12.2007 für das Integrierte Klima- und Energieprogramm. Mit den dort festgelegten Maßnahmen soll – gestützt auf Expertisen im Auftrag des Bundesumweltamts – eine Reduktion von 36 % bis 2020 zu erbringen sein [22][23]. Auf jeden Fall wird die deutsche Treibhausgas-Reduktion, ausgehend von 1990, die mit Kyoto für 2012 zugesagten 21 % erreichen (siehe Kapitel 2.11).

Bis 2010 soll sich der Einsatz erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung und auf dem Wärmemarkt gegenüber heutigen Werten verdoppeln. Im Übrigen gibt das Integrierte Energie- und Klimaprogramm Antworten auf die Herausforderungen, die sich durch den Klimawandel und die immer knapper werdenden fossilen Ressourcen stellen [24]. Insbesondere sind folgende Vorkehrungen mit Bezug zur Stromversorgung zu nennen:

- Steigerung des Stromanteils bei KWK von derzeit 12 % auf 25 % bis 2020;
- Ausbau des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromproduktion von derzeit 12 % bis 2020 auf 25 %;
- bessere Integration von Strom aus erneuerbaren Energien in das Netz;
- Bereitstellung von EUR 3,3 Mrd. im Haushaltsjahr 2008 für Klimapolitik;
- jährlich für Kraftwerke mit KWK EUR 750 Mio.

In Erfüllung der EU-Vorgaben werden die CO₂-Emissionen von Industrie und Energiewirtschaft, welche vom EU-EHS erfasst werden (siehe Kapitel 2.5), ausgehend von 2005, bis 2012 um 11 % und bis 2020 um weitere 14 Prozentpunkte gesenkt. Die nicht vom EU-EHS erfassten CO₂-Emissionen sinken 2005-2020 um 14 %. Für den Zeithorizont 2050 werden keine eigenen deutschen Pläne formuliert. Es gilt die Perspektive der EU [25][26][27].

2.7 Frankreich

Grundlage der französischen Energie- und Klimapolitik ist das Gesetz vom 13.7.2005 zur programmatischen Ausrichtung der Energiepolitik [28]. Es entspricht – vom Konzept her – den von der Bundesregierung in Meseberg festgelegten Eckpunkten.

Staatspräsident Sarkozy hat am 25.10.2007 anlässlich eines der Treffen des "Grenelle de l'Environnement" (hochrangiger Gedankenaustausch zwischen Regierung und gesellschaftlichen Kräften) in Anwesenheit von EU-Kommissionspräsident Barroso und vom ehemaligen amerikanischen Vizepräsidenten Al Gore die im Gesetz vorgesehenen Richtungsentscheidungen noch einmal ausdrücklich bekräftigt [29].

Im Blick auf einen Ländervergleich ist zu beachten, dass die französischen quantitativen Zielsetzungen sich auf das Basisjahr 2005 beziehen. EU und UNFCCC hingegen gehen bei Klimazielen von 1990 aus. Indessen ist für Frankreich der Unterschied zwischen den beiden Werten mit 1,9 % Reduktion gegenüber 1990 nur marginal [30]. Die hauptsächlichen klimarelevanten Vorhaben sind:

- Treibhausgas-Minderung um jährlich 3 % in näherer (nicht weiter spezifizierter) Zeit (würde bis 2020 etwa 40 % bedeuten);
- bis 2050 Treibhausgas-Reduktion um 75 - 80 % ;
- bis 2020 Erhöhung der Energieeffizienz durch Senkung des (auf das Bruttoinlandsprodukt bezogenen) spezifischen Energieverbrauchs um 20 %;

Nachdem die EU ihre Mitglieder nunmehr darauf festlegte, ihren Reduktionsverpflichtungen bei emissionsintensiven großen Anlagen im Rahmen des Emissionshandelsystems (EU-EHS) nachzukommen (siehe Abschnitt 4), bleibt für Frankreich im nationalstaatlich außerhalb des EU-EHS zu regelnden Bereich (etwa die Hälfte der Gesamt-Emissionen) eine Minderungspflicht von 14 % bis 2020 gegenüber 2005[31].

Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Endenergieerzeugung ist nach EU-Recht von 13,5 % im Jahr 2005 auf 23 m Jahr 2020 zu erhöhen [32]. Auf Vorschlag des Grenelle Environnement ist das parlamentarische Verfahren für ein der Vorgabe entsprechendes detailliertes Gesetz auf dem Weg [33].

Im Übrigen schreibt das Gesetz vom Juli 2005 die Beibehaltung der Kernenergie, die heute 78 % der Stromerzeugung bestreitet, als Option ausdrücklich fest. Der Neubau von Kernkraftwerken der nächsten Generation soll unterstützt werden. Das von Sarkozy genannte Fernziel einer Stromproduktion zu 95 % auf nicht-fossiler Basis ist allein mit dem Großeinsatz der Kernenergie zu erreichen.

2.8 Vereinigtes Königreich

Das Vereinigte Königreich hat seine Verpflichtungen als Kyoto-Vertragspartei bereits mehr als erfüllt (14,8 % Reduktion heute statt 12,5 % bis 2012). Der Premierminister hat Anfang Oktober 2008 die Zuständigkeit für eine integrierte Energie- und Klimapolitik auf ein neues Ministerium Department of Energy and Climate Change übertra-

gen, um diesem Politikbereich in seiner Regierung noch höheres Gewicht zu verleihen [34]. Seit Ende 2008 ist das Gesetz "Climate Change Act" in Kraft, welches Antworten auf den Klimawandel geben will [35]. Seit September 2008 wird die Regierung durch ein unabhängiges Gremium Committee on Climate Change beraten. Dort sind Experten insbesondere auf den Feldern Klimaforschung, Energiefragen, Technologie, Wirtschaftlichkeit und Finanzen vertreten.

Das Gesetz nennt für eine Reduktion von CO₂ (also nur von einem Teil der Treibhausgase), ausgehend von 1990, die Ziele:

- 26-30 % bis 2020,
- 60 % bis 2050.

Im Energie-Weißbuch vom Mai 2007 wird eine Verdreifachung des Anteils Erneuerbarer Energien auf insgesamt 15 % an der Stromerzeugung bis 2015 angestrebt [36].

Das Committee on Climate Change soll einen Report vorlegen, der

- die Reduktionsziele auf denkbare Verschärfungen hin sowie
- den Einschluss der Treibhausgase außer CO₂ und der Emissionen des Flug- und Schiffsverkehrs in die politischen Vorgaben zur Minderung erörtert.

Die Option Kernkraft war auch langfristig im Prinzip immer offen. London überlegt neuerdings wieder konkret den Bau von Nuklearkraftwerken [37].

2.9 Japan

Japan lag 2006 mit seinen CO₂-Emissionen 6,2 % über dem Wert von 1990. Demgegenüber stellte das japanische Außenministerium im Blick auf eine mittelfristige Perspektive bis 2020 zunächst einmal klar, dass Tokio die Beschlüsse der EU zu einer einseitigen Minderung zwar respektiere, aber nicht als besonderen Grund zu einer Nachahmung ansehe [38].

Zielmarken für Emissionsreduktionen sind nämlich ein strittiges Thema. Einflussreiche Unternehmensverbände mit starkem Einfluss auf die Regierung opponieren vehement gegen eine Politik, die wirtschaftliche Gewinne mit Klimasteuern oder, nach europäischem Vorbild, mit Emissionshandels-Systemen abschöpfen wollte [37][39].

So war Tokio bislang, eben ganz anders als Brüssel, auf nationaler Ebene sehr vorsichtig mit allen plakativen quantitativen Festlegungen.

Indessen kam ab 2008 unter den Ministerpräsidenten Shinzo Abe und Yasuo Fukuda Bewegung in die japanische Klimapolitik. Fukuda räumte den bisherigen Anstieg der japanischen Emissionen ein und kündigte an, dass in ein bis zwei Jahren die Trendwende erreicht werden soll [40]. Jedenfalls wolle sein Land noch bis zum Auslaufen von Kyoto 2012 alle technisch-wirtschaftlichen Anstrengungen unternehmen, um ungeachtet der bisherigen Entwicklung in die falsche Richtung die versprochene Zielmarke von -6,0 % zu erreichen. Im Weiteren solle bis 2020 eine Minderung der heutigen Emissionen um 14 % stattfinden. Das erfordere neben dem Einsatz erneuerba-

rer Energieträger im Besonderen auch den Ausbau der Kernenergie. Auf dem wichtigen Teilgebiet der Energieeffizienz stehe Japan im Übrigen schon heute besser da als die EU.

Heimische Forschungs- und Entwicklungsprogramme auf dem Gebiet Energie und Umwelt sollen über einen Zeitraum von fünf Jahren USD 30 Mrd. erhalten, um damit unter anderem eine weitere Effizienzsteigerung zu erreichen. Die Japaner wollen mit anderen Industrie- und Entwicklungsländern zusammenarbeiten, um im globalen Maßstab bis 2020 eine Effizienzsteigerung von 30 % zu erreichen. Langfristig denke Japan sogar an eine Reduktion seiner Emissionen um 60 % - 80 % bis 2050. Voraussetzung für alle quantitativen Zusagen an die internationale Gemeinschaft sei allerdings, dass andere hauptsächliche Treibhausgas-Emittenten ebenfalls zu spürbaren klimafreundlichen Leistungen bereit sind. Der September 2008 amtierende Ministerpräsident Taro Aso stellte unmittelbar nach seiner Vereidigung vor der Vollversammlung der Vereinten Nationen heraus, unter japanischer Präsidentschaft habe der G8-Gipfel Einigkeit erzielt, ein internationales Regelwerk unter dem Dach der Vereinte Nationen zur langfristigen Emissions-Reduktion anstreben zu wollen [41].

Auf internationaler Bühne ist Tokio mehrfach aktiv. Japan wirbt im Vorfeld der UNFCCC-Verhandlungen ausdrücklich für einen "sektoralen Ansatz", wobei parallel auf den einzelnen emissionsintensiven Feldern die mit moderner Technologie möglichen Minderungspotentiale ermittelt werden. Damit sollen dann nach dem Grundsatz "Bottom-up" Reduktionsziele formuliert werden, deren Erreichung auf der Basis von Kosteneffizienz und fairer Aufbürdung von Lasten angestrebt wird [42]. Im Übrigen wirft Japan – sicher im Blick auf mögliche Mitstreiter – die Frage auf, ob es politisch klug ist, international für die einzufordernden Reduktionen am Referenzjahr 1990 festzuhalten, angesichts der Tatsache, dass seit damals schon bald zwei Jahrzehnte verstrichen sind.

2.10 USA

Die USA unterzeichneten als UNFCCC-Vertragspartei das Kyoto-Protokoll unter der Regierung Bill Clinton, indessen ohne es zu ratifizieren. In der Folge hielt die Regierung George W. Bush national wie international daran fest, dass ein effektiver Klimaschutz nicht mit Festlegungen auf nationale Zielmarken und mit Zusagen von drastischen Reduktionen, sondern in der Hauptsache mit technischem Fortschritt zu erreichen sei [43].

Inzwischen gab Washington mit der White House Agenda und mit dem Vorschlag des Präsidenten für den Haushalt 2010 (geltend ab 1.10.2009) die grundlegenden kurz-, mittel- und langfristigen Zielsetzungen der neuen Energie- und Klimapolitik bekannt [44][45]:

- Reduktion der amerikanischen Treibhausgas-Emissionen ausgehend von 2005 bis 2020 um 14 % und bis 2050 um 83 %, mit dem Anstieg der Emissionen 1990-2005 um 15,8 % [46][41] rechnerisch dasselbe wie die Ankündigun-

gen aus dem Wahlkampf, nämlich bis 2020 Rückführung auf den Wert von 1990 und von dort gerechnet bis 2050 Reduktion um 80 %;

- Stromerzeugung zu 10 % aus erneuerbaren Energieträgern bis 2012 und zu 25 % bis 2025;
- Investitionen in Höhe von USD 150 Mrd. erstreckt über zehn Jahre in die Förderung umwelt- und klimafreundlicher Technologien;
- Emissionshandel unter der Decke schrittweise abgesenkter landesweiter Obergrenzen ("Cap and Trade") mit 100-prozentiger Auktionierung der Emissionsberechtigungen);
- Übernahme einer führenden Rolle in der internationalen Klimapolitik.

Im seit 17.2.2009 geltenden USD-787-Mrd.-Konjunktur-Gesetzespaket ("American Recovery and Reinvestment Act of 2009") sind für den Energiebereich

USD 43 Mrd. vorgesehen, verfügbar schon im Haushaltsjahr 2009, tatsächlich auszugeben zum Großteil erst später [47][48][49]. Darunter fällt die Förderung technischer Innovationen auf den Feldern:

- Energieeffizienz und Erneuerbare Energien mit 16,8 Mrd.,
- technische Ertüchtigung des Stromversorgungsnetzes mit 4,5 Mrd.,
- klima- und umweltfreundliche Nutzung fossiler Energien mit 3,4 Mrd.

Inzwischen stellt Washington klar, nach den negativen Erfahrungen mit Kyoto müsse an die Stelle willkürlicher quantitativer Ziele und unflexibler Dogmen ein Zusammenwirken von Wissenschaft und Pragmatismus treten, damit ein im jeweiligen gesellschaftlich-politischen Innenverhältnis der einzelnen UNFCCC-Vertragsstaaten – eingeschlossen die USA – akzeptiertes internationales Regime zustande kommt. Amerika verfüge über die Mittel zum Übergang in eine kohlenstoffarme Wirtschaft und wolle sie entschlossen nutzen [43]. Das auf Initiative von Präsident Obama zusammengetretene Major Economies Forum on Energy and Climate ist ein wichtiges Instrument der amerikanischen Politik (siehe Kapitel 2.4).

Traditionell setzen die die USA in ihrer Außenpolitik darauf, auf wichtigen Feldern des technischen Fortschritts sowohl bei der Erarbeitung der wissenschaftlichen Grundlagen als auch bei den praktischen Anwendungen an vorderster Frontlinie zu stehen. Das berührt im Besonderen das amerikanische Interesse, den sektoralen Ansatz (siehe Kapitel 2.3 und Kapitel 2.9) in den kommenden UNFCCC-Verhandlungen durchzusetzen [51] sowie das Referenzjahr für Reduktionsverpflichtungen von 1990 auf 2005 zu verlegen [52]. Beim Klimathema wissenschaftlich-technisch auf nationaler Ebene zu handeln und erst anschließend nach außen programmatisch zu reden, verfehlt auf internationaler Bühne seinen Eindruck nicht.

Auf der Ebene der Bundesstaaten gibt es eine Reihe von Initiativen, mit denen auf gesetzlich geregelter Grundlage Reduktionsziele festgelegt werden. Nicht zuletzt soll

damit die politische Festlegung der Washingtoner Administration auf quantitative Treibhausgas-Reduktionsziele erleichtert werden. Einen detaillierten Überblick über die amerikanischen Klimaaktivitäten, mit Verweisen auf die landesweiten legislativen Grundlagen bietet das Pew Center on Global Climate Change in Arlington, Virginia [53].

Kalifornien ist hier der Vorreiter und will seine Treibhausgas-Emissionen auf der Basis von Gesetzen und Verordnungen bis 2010 auf den Wert von 2000, bis 2020 auf den Wert von 1990 und schließlich bis 2050 auf einen Wert 80 % unter dem demjenigen von 1990 zurückfahren. Weitere sechzehn Staaten verfolgen ähnliche Zielsetzungen mit von den jeweiligen Gouverneuren unterschriebenen Aktionsplänen. Die Mehrzahl verfügt über rechtlich verbindliche Regelungen (bundesstaatliche Gesetze und Verordnungen "Executive Orders"). In der folgenden Aufzählung sind diese Staaten mit (R) hervorgehoben: Arizona(R), Connecticut, Florida(R), Hawaii(R), Illinois, Maine(R), Massachusetts, Minnesota(R), New Hampshire, New Jersey(R), New Mexico(R), New York, Oregon(R), Rhode Island, Vermont und Washington(R). Hinzu kommen sechs Regionalinitiativen, in denen sich jeweils mehrere Staaten und sogar einige kanadische Provinzen zu einem untereinander abgestimmten Vorgehen zusammenfinden. Diese Aktionen decken zusammen etwa das halbe Territorium der Vereinigten Staaten ab.

2.11 Zusammenfassung und Ausblick

Das langfristige Vorhaben einer Treibhausgas-Reduktion um 50 % bis 2050 ist – als Minimalziel im globalen Rahmen – international vergleichsweise unstrittig. In mittelfristiger Perspektive bis 2020 hingegen haben allein die Europäer für sich rechtlich verbindliche Regelungen getroffen. Das Minimalziel der EU von 20 % Reduktion soll auf 30 % aufgestockt werden, sofern eine tragfähige Post-Kyoto-Vereinbarung zustande kommt, wenn gewichtige Industrieländer, die nicht der Gemeinschaft angehören, sich auf vergleichbare Minderungen festlegen und wirtschaftlich fortgeschrittenere Entwicklungsländer Beiträge entsprechend ihrer Verantwortung und Leistungsfähigkeit erbringen. Einzelne EU-Mitglieder wie Deutschland, Frankreich und das Vereinigte Königreich haben indessen erhöhte Eckwerte (30%+) schon jetzt in ihre nationalen Energie- und Klimaprogramme eingesetzt.

Tabelle 1 beinhaltet eine Übersicht der Reduktionsziele für verschiedene Zeithorizonte.

Tabelle 1: Reduktionsziele einzelner Akteure im Kontext der internationalen Klimapolitik

Zielmarken für Emissionsreduktionen der Treibhausgase CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, HFCs, PFCs und SF ₆ (bzw. deren CO ₂ -Äquivalente) bei verschiedenen Zeithorizonten							
	Kürzerfristig: Bis 2012		Mittel- und langfristig: Unter Umständen im Vorgriff auf ein Post-Kyoto-Regime				
Akteur auf internationaler Bühne	Soll Kyoto, bis 2012 völkerrechtlich bindend (Referenzjahr 1990)	Ist 2007 (Referenzjahr 1990)	Mittelfristig bis 2020 (Referenzjahr 1990)	Längerfristig bis 2050 (Referenzjahr 1990)	Globale Temperatur-erhöhung: Tolerierter langfristig stabilisierter Wert	Verantwortlich für Zielfestlegung	Grad der Verbindlichkeit
UNFCCC-Vertragsstaaten-Konferenz			25%-40% 10%-40%	80%-95% 40%-90%	2 Grad C bei 450ppm atmosphärische Treibhausgaskonzentration 3 Grad C bei 550ppm atmosphärische Treibhausgaskonzentration	UNFCCC-Gipfel Bali 3.-15.12.2007; auf Vertragsstaatenkonferenz Posen 1.-11.12.2008 keine neuen Festlegungen	Appell zu "tiefen Einschnitten bei Treibhausgasemissionen" unter Verweis auf IPCC-Report "Climate Change 2007 Mitigation" und dort aufgeführte Modellrechnungen
G8				50% (mindestens)		Gipfel 7.-9.7.2008 Toyako auf Hokkaido	"Vision": Zu teilen mit übrigen UNFCCC-Vertragsstaaten im Blick auf anstehendes Post-Kyoto-Abkommen
EU-27	Kyoto nicht anwendbar	-9,2% aufaddierte Reduktionen der Mitgliedsländer [47]	20%-30% 20% bis 2020 festgelegt, 30% bis 2020, falls entwickelte Nicht-EU-Länder bereit, bei Post-Kyoto Vergleichbares zu leisten	60%-90%	2 Grad C	EU-Gipfel vom 11./12.2008	Energie- und Klimapaket: Implementierung mit Hilfe von sechs Gruppen von Rechtssetzungsakten (Richtlinien oder Verordnungen): In Kraft bis 2011
EU-15	-8,00%	-5,0% [47]					
DE	-21	-22,4% [48]	20%-40% 36% →	Entsprechend EU-Festlegung	2 Grad C	Bundeskabinett im Vorgriff auf EU-Recht: Klausur Meseberg 23./24.8.2007 mit Maßnahmenpaket, Beschluß 5.12.2007 zur rechtlichen Umsetzung Erwartet schon mit nationalem Programm	Insgesamt 21 Rechtsakte auf der Grundlage des Kabinettsbeschlusses vom 5.12.2007: Zu verabschiedet bis Ende 2008
FR	0%	-5,8% [49]	Bis 40%	75%-80%	2 Grad C	Regierung mit nationalem Programm, mit Referenzjahr 2005 (hat schon 1,9% Reduktion gegenüber 1990)	Gesetz vom 13.7.2005
VK	-12,50%	-18,0% [50]	26%-30%	60%	2 Grad C	Regierung mit nationalem Programm, bezogen vorerst nur auf CO ₂ (zu 7/8 beteiligt an den Treibhausgas-Gesamtemissionen)	Gesetzliche Grundlage wurde 2008 verabschiedet
JP	-6,00%	+6,2% für 2006, Wert 2007 noch ausstehend [51]		50%		Regierung in offiziellen Verlautbarungen	Absichtserklärungen
USA	-7,0% bei Unterzeichnung Kyoto, keine Ratifikation [52]	+17,2% [53]	Nur 0% gegenüber 1990, äquivalent 14% gegenüber 2005	80%		Administration Barack Obama/Joe Biden	Gesetzliche Regelungen vom Präsidenten in das parlamentarische Verfahren eingebracht
Kalifornien als Vorreiter			Stand von 1990	80%		Regierung	Gesetzliche Basis ist seit 27.9.2006 vorhanden
16 andere amerikanische Bundesstaaten						Regierungen mit zu Kalifornien vergleich-baren Zielsetzungen	Rechtlich verbindliche Basis ist in der Regel vorhanden

Unter den Kyoto-Vertragspartnern sind Deutschland, Frankreich und das Vereinigte Königreich bereits auf dem Stand der zu erreichenden Zielmarken. Zu den von der EU-15 von 1990 bis 2007 erreichten Reduktionen von 5,0 % müssen noch 3,0 Prozentpunkte bis zum Auslaufen von Kyoto 2012 hinzukommen (Zielmarke -8,0 %).

Nun kontrastieren neuere Zahlen aus dem Oak Ridge National Laboratory für die globalen Perspektiven der Emissions-Situation deutlich mit dem international diskutierten Ziele drastischer Reduktionen. So stieg der CO₂-Ausstoß durch die Verbrennung fossiler Energieträger und die Zementproduktion seit 1992 bis 2007 um 38 %. Die größten Emittenten – in der Mehrzahl nicht im Boot von Kyoto – sind China, USA, Indien, Russland in dieser Reihenfolge [54]. Die höchsten Emissionen pro Kopf haben allerdings noch immer die USA.

Die Internationale Energieagentur (IEA) wiederum untersuchte in einer umfangreichen Studie "Energy Technology Perspectives 2008" den Handlungsbedarf, soll der globale Temperaturanstieg gegenüber dem heutigen Niveau langfristig auf höchstens 2,4 Grad C begrenzt bleiben [55]. Sie schätzt den technisch-wirtschaftlichen Gesamtaufwand, der allein im Zeitraum 2010 – 2050 für Forschung und Entwicklung, für Erprobung und Kostenreduzierung von neuen Technologien sowie für kommerzielle Investitionen zu leisten ist, im Weltmaßstab auf insgesamt USD 45 000 Billionen, entsprechend 1,1 % des in diesem Zeitraum zu erwirtschaftenden Welt-Bruttoninlandsprodukts. Auch die IEA konstatiert eine erhebliche Diskrepanz zwischen dem von ihr gesehenen Handlungsbedarf und den derzeitigen faktischen Entwicklungstrends.

Zu den Industrieländern außerhalb der EU, die für eine beispielgebende Reduktionspolitik nach 2012 stehen, müssen unverzichtbar die USA und Japan gehören. Nun machen sich Washington und Tokio allerdings stark für einige international kontrovers diskutierte Punkte. Das sind im Besonderen die Verschiebung des Kyoto-Basisjahres auf heute, die Kernenergienutzung sowie der sektorale Ansatz mit jeweils individuellen und realistischen Reduktionszielen für einzelne Wirtschaftssektoren.

Ein Mitmachen der fortgeschrittenen Entwicklungsländer – entsprechend ihrer Verantwortung und Leistungsfähigkeit – ist den Industrieländern für eigene verbindliche Zusagen eine *Conditio sine qua non*. Hier stehen China und Indien als größte Emittenten im Fokus. Konstruktive Vorschläge sind vom Major Economies Forum on Energy and Climate zu erwarten, wo starke Wirtschaftskraft und große Emissionen zusammentreffen (siehe Kapitel 2.4). Ebenso will die Asia-Pacific Partnership on Clean Development and Climate (APP) mit den Mitgliedern Australien, China, Indien, Japan, Kanada, Süd-Korea und USA entsprechend ihrer Satzung die UNFCCC-Politik fachlich unterstützen [56].

Beide Institutionen werden von den USA angeführt, welche eine aktive Rolle in der künftigen Weltklimapolitik übernehmen wollen. So wartet im Grunde alle Welt auf die Washingtoner Entschlüsse, wie sie von der amerikanischen Innenpolitik determiniert sind [57].

3 Überblick über das Integrierte Energie- und Klimaprogramm IEKP der Bundesregierung

Die Bundesregierung hat auf der Klausurtagung am 23./24.8.2007 in Meseberg Ziele und Maßnahmen für ein ganzheitliches Energie- und Klimaprogramm beschlossen [65].

Tabelle 2: Übersicht über IEKP Maßnahmen

Maßnahme	Maßnahmen	in VDE Studie bearbeitet	Abschnitt
1	Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz	ja	4.4
2	Ausbau der Erneuerbaren Energien im Strombereich	ja	4.1
3	CO ₂ -arme Kraftwerkstechnologien	ja	4.2
4	Intelligente Messverfahren für Stromverbrauch	ja	4.6
5	Saubere Kraftwerkstechnologien	ja	4.2
6	Einführung moderner Energiemanagementsysteme	ja	4.6
7	Förderprogramme für Klimaschutz und Energieeffizienz (außerhalb von Ge	---	---
8	Energieeffiziente Produkte	ja	4.3
9	Einspeiseregulierung für Biogas in Erdgasnetze	---	---
10	Energieeinsparverordnung / Speicherheizungen	ja	4.4
11	Betriebskosten bei Mietwohnungen	---	---
12	CO ₂ -Gebäudesanierungsprogramm	---	---
13	Energetische Modernisierung der sozialen Infrastruktur	---	---
14	Erneuerbare-Energien Wärmegesetz (EEWärmeG)	ja	4.4
15	Programm zur energetischen Sanierung v. Bundesgebäuden	---	---
16	CO ₂ - Strategie Pkw	---	---
17	Ausbau von Biokraftstoffen	---	---
18	Umstellung der Kfz-Steuer auf CO ₂ -Basis	---	---
19	Verbrauchskennzeichnung für Pkw	---	---
20	Verbesserte Lenkungswirkung der Lkw-Maut	---	---
21	Flugverkehr	---	---
22	Schiffsverkehr	---	---
23	Reduktion der Emission fluorierter Treibhausgase	---	---
24	Beschaffung energieeffizienter Produkte und Dienstleistungen	---	---
25	Energieforschung und Innovation	ja	4.7
26	Elektromobilität	ja	4.5
27	Internationale Projekte für Klimaschutz und Energieeffizienz	---	---
28	Energie- und klimapolitische Berichterstattung der deutschen Botschaften u	---	---
29	Transatlantische Klima- und Technologieinitiative	---	---

Dabei hat sie übergeordnete Ziele definiert, die bis 2020 erreicht werden sollen:

1. Steigerung der Energieeffizienz gegenüber dem Trend um 20 %
2. Reduktion der CO₂-Emissionen um mindestens 20 %. Reduziert die EU ihre CO₂-Emissionen um 30 %, dann verpflichtet sich die Bundesregierung zu einer Senkung von 40 %. Bis 2050 sollen die Emissionen in Deutschland um 80 % (!) unter dem Niveau von 1990 gesenkt werden.
3. Steigerung des Anteil der erneuerbaren Energien an den Primärenergien zur Erzeugung von elektrischer Energie auf 25 - 30 %, zur Erzeugung von Wärme auf 14 % und zur Erzeugung von Kraftstoffen auf 17 %
4. Steigerung des KWK-Anteils an der Stromproduktion auf 25 %.

Um die CO₂-Reduktionsziele zu erreichen hat die Bundesregierung 29 Einzelmaßnahmen definiert. Die Tabelle 2 listet die 29 Maßnahmen im Einzelnen auf. In dieser Tabelle ist auch angegeben, welche der Maßnahmen stromrelevant sind. Nur diese Maßnahmen werden in dieser Studie betrachtet. Sie umfassen das Arbeitsgebiet der Energietechnischen Gesellschaft (ETG) im VDE.

Tabelle 3: CO₂-Einsparungen laut Zielvorgabe der Bundesregierung [67].]

Maßnahmen Paket	Maßnahmen	in der Studie bearbeitet	Einspar.in Mio.t.CO2
1. Stromeinsparungen	4,7,8,10,24	ja	40,0
2. Erneuerung fossile Kraftwerke	3,5	ja	30,0
3. Erneuerbarer Energien Stromerzeugung	2	ja	55,0
4. Kraft-Wärme-Kopplung	1	ja	20,0
5. Gebäudesanierung und Heizungsanlagen	10,11,12,13,15	nein	41,0
6. Erneuerbarer Energien Wärmeversorgung	9,14	nein	14,0
7. Verkehr	16,17,18,19,20,21,22,26	nein	30,0
8. Sonstige Treibhausgase (Methan, N ₂ O, F-Gase)		nein	40,0
Summe der Einsparungen aller Massnahmen			270,0
Summe der Einsparungen der stromrelevanten Massnahmen			145,0

Die CO₂-Emissionen betragen im Jahr 1990 1004 Mio. t. [66]. Bis 2004 konnten die Emissionen laut Umweltbundesamt auf eine Wert 850 Mio. t reduziert werden, d.h. - 15 % gegenüber 1990, oder nach vorläufigen Zahlen für 2006 auf ca. 828 Mio. t, d.h. -18 %. Um das 40 % Ziel zu erreichen sind, somit weitere 25 % bzw. 22 % erforderlich. In der Tabelle 3 sind die Maßnahmen in Gruppen zusammengefasst, die technologisch bzw. anwendungsthematisch zusammengehören. In ihr sind auch die Zielvorstellung der Regierung enthalten, wie viel Mio. t CO₂-Emissionen durch die jeweilige Maßnahmen eingespart werden können. Die Maßnahmen 24, 25, 27, 28 und 29 sind entweder langfristiger Natur (25, Forschung) und können jetzt noch nicht unmittelbar quantifiziert werden oder sie sind mehr demonstrativer Natur und in den anderen Maßnahmen indirekt enthalten.

Im vergangenen Jahr wurden zur Verwirklichung der Ziele des IEKP die Gesetzgebungsverfahren eingeleitet und die entsprechenden Gesetze und Verordnungen im Bundestag beschlossen [68].

4 CO₂-Einsparungen im Bereich der elektrischen Energie - Technologien und Potentiale

4.1 Erneuerbare Energien

4.1.1 Stand der Entwicklung

In Deutschland kam bis 1990 Wasserkraft als vorrangige erneuerbare Energie in der Stromversorgung zum Einsatz. Insgesamt lag damals deren Beitrag zur Stromversorgung bei einer installierten Leistung von rd. 4.400 MW bei 17.000 GWh [69].

Seit 1990 hat sich der Versorgungsbeitrag der erneuerbaren Energien mit Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) deutlich erhöht. Von dieser Entwicklung konnte insbesondere die Windenergie profitieren [70]. Deren installierte Leistung ist von wenigen MW in 1990 auf rd. 22.250 MW bis Ende 2007 gewachsen [69], wobei etwa 40.000 GWh erzeugt wurden.

Die installierte Leistung der Wasserkraft ist gegenüber 1990 nur geringfügig gewachsen. Ihr Beitrag lag Ende 2007 bei über 4.720 MW. Zusammen mit der Windenergie beläuft sich die installierte Leistung auf rd. 27.000 MW, dies sind etwa 25 % der in Deutschland installierten Leistung.

Der Anteil der übrigen erneuerbaren Energieträger zur Stromversorgung (ohne Müll als Brennstoff) ist mit rd. 7.050 MW zu veranschlagen. 3.811 MW entfallen hiervon auf die Photovoltaik, 3.238 MW auf die Biomasse. Der Biomasse fällt hiervon eine besondere Bedeutung zu. Da sich das Energieaufkommen bevorraten und damit unabhängig von natürlichen Einflüssen nutzen lässt, ist diese Energieform als vergleichbar mit den fossilen Energiesystemen zu betrachten.

Insgesamt belief sich die installierte Leistung aller Erzeugungssysteme auf Basis erneuerbarer Energien Ende 2007 auf rd. 34.000 MW. Die korrespondierende Erzeugung betrug 89,5 GWh. Dies entspricht einer mittleren Ausnutzungsdauer von etwa 2.500 h/a.

Der Beitrag der einzelnen Energieträger ist in hohem Maße von der jeweiligen Ausnutzungsdauer abhängig. Für die Windenergie liegt der mittlere Wert für alle Onshore-Anlagen bei ca. 1.800 h/a, bei photovoltaischen Systemen ist von nur 1.000 h/a auszugehen, wobei in einzelnen Regionen auch Werte von unter 800 h/a auftreten können. Bei Biomasseanlagen und geothermischen Systemen werden 7.000 h/a erreicht, während der Wert bei Wasserkraftwerken abhängig von dem Wasseraufkommen im Durchschnitt bei rd. 5.000 h/a liegt.

Mit dem Einsatz von Offshore-Systemen ist mit einer deutlichen Steigerung der Ausnutzungsdauern im Windbereich zu rechnen: Für Systeme in der Nordsee sind bis zu 3.500 Stunden, im Ostseebereich etwa 3.000 Stunden zu erwarten.

4.1.2 Ausbau und Potentiale

Die Einhaltung der Vorgaben der deutschen Politik zur Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien auf 25 - 30 % bis 2020 erfordert eine nachhaltige Ausweitung der Erzeugungskapazitäten. Bezogen auf die Erzeugung in 2007 von 636.500 GWh (ohne Ausfuhr) liegt der Anteil derzeit mit 89,5 GWh bei rd. 14,1 %. Bei einem unterstellten Zuwachs von 0,6 %/a ist in 2020 von einer Gesamterzeugung von 684.000 GWh/a auszugehen. Hierauf bezogen ergibt sich bei einem Anteil von 25 % eine Erzeugung aus erneuerbaren Energien von 171.000 GWh/a. Eine Umsetzung der politischen Vorgabe setzt somit ein zusätzliches Erzeugungsvolumen von etwa 81.000 GWh/a voraus. Dadurch vermindert sich die jährliche CO₂-Emission gegenüber 2007 um weitere 36 Mio.t. (Minderung um 85 Mio. t CO₂ in 2020 gegenüber 49 Mio. t CO₂ im Jahre 2007)¹.

Aus heutiger Sicht sind die politischen Vorgaben nur durch die Ausschöpfung aller Potenziale erreichbar. Eine Fokussierung auf einen Energieträger allein sollte bei dem engen Zeitfenster nicht ausreichend sein. Die Aufstellung möglicher Erzeugungspotenziale in Tabelle 4 verdeutlicht dies.

Tabelle 4: Stromerzeugungspotenziale mit erneuerbaren Energien [71]

	Installierte Leistung in GW		Auslastung in h/a	Erzeugung in TWh/a	
	2007	2020		2007	2020
Windenergie					
onshore	22,2	27,8	1.800	39,5	50,0
offshore	0,0	9,2	3.250	0,0	30,0
Biomasse	3,2	7,7	6.500	19,5	49,9
Geothermie	0,0	0,3	7.000	0,0	2,2
Wasserkraft	4,7	5,1	5.500	27,5	28,2
Photovoltaik	3,8	12,9	800	3,0	10,4
Summe	33,9	63,1		89,5	170,7

Die installierte Leistung der einzelnen Technologien entspricht hierbei Erwartungswerten, wie sie bis 2020 erreichbar sein sollten.

Deutlich wird, dass die erfolgreiche Umsetzung der politischen Ziele vorrangig von der erfolgreichen Erschließung des Offshore-Marktes abhängig ist. Die Erzeugung auf Wasserkraftbasis lässt sich nur unwesentlich erhöhen und die Auswirkungen des solaren Bereiches werden trotz einer großen installierten Leistung wegen der geringen Einstrahlungswerte überschaubar bleiben. Die Geothermie besitzt zwar das größte Potenzial, die mit der Erschließung verbundenen Schwierigkeiten und Risiken sprechen aber gegen einen größeren Versorgungsbeitrag in dem Betrachtungszeit-

¹ Gerechnet mit einer durchschnittlichen Emission von 550 kg/MWh_{el} in 2007 und 500 kg/MWh_{el} in 2020

raum. Als aussichtsreich ist nur noch die Biomassenutzung wegen des hohen Entwicklungsgrades zu werten. Aber auch hier bestehen Bedenken, ob das Biomasseaufkommen den Bedarf in ausreichendem Maße decken kann. Zudem ist Biomasse auch noch in anderen Bereichen eingeplant, z.B. als Kraftstoff im Transportsektor. Es bleibt damit als einzige sichere Option die Windenergienutzung, und hier vorrangig der Offshore-Bereich.

4.1.3 Konsequenzen für die Versorgungsstrukturen

Die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien in der Stromversorgung erfordert Entwicklungsarbeiten im Bereich aller Technologien. Hierzu zählen kostengünstige Formen der Gründung von Windenergieanlagen im Offshore-Bereich sowie Lösungen für die elektrische Anbindung an Land.

Im Bereich der Photovoltaik sind Technologien gefragt, die eine kostengünstige Gebäudeintegration ermöglichen. Da zunehmend von einem verstärkten Einsatz amorpher Zellen mit geringeren Wirkungsgraden auszugehen ist, fällt den Kosten der peripheren Einrichtungen (Aufständerung, Verkabelung und Wechselrichter) eine immer größere Bedeutung zu.

Im Bereich der Geothermie sind Verfahren zu entwickeln, mit denen sich die vorhandenen Potenziale sicherer und kostengünstiger erschließen lassen. Gleichfalls sind Finanzierungskonzepte zu entwickeln, die die Unternehmer von den mit der Gewinnung geothermischer Vorkommen verbundenen Risiken in ausreichendem Maße entlasten.

Für den Bereich der Biomasse gilt es, Technologien zu entwickeln, mit denen sich die vorhandenen Potenziale ausweiten lassen. Hierzu zählen Systeme, mit denen biogene Energieträger in Biogase überführt werden können, sodass eine Einspeisung in das Erdgasnetz in größerem Umfang möglich wird.

Unabhängig von diesen technologiespezifischen Entwicklungsarbeiten erfordert die Nutzung erneuerbarer Energien eine Anpassung der Versorgungsstrukturen. Es sind nicht nur größeren Energiemengen von den häufig lastfernen Erzeugungszentren zu den Verbraucherstandorten zu transportieren, es sind auch auf der Verteilungsebene und Endverbraucherstufe Maßnahmen erforderlich, um das in Deutschland vorhandene Potenzial erneuerbarer Energien besser nutzen zu können. Hierzu zählt auch der Umgang mit einem in der Regel fluktuierenden und nicht dem Lastbedarf entsprechenden Dargebot erneuerbarer Energien.

Im Rahmen einer europaweiten Lösung sind in Zusammenarbeit mit anderen Ländern grenzübergreifende Versorgungskonzepte zu entwickeln. Hierzu zählt insbesondere die Einbindung der im Süden Europas und im Norden Afrikas geplanten solarthermischen Kraftwerke. Vergleichbar mit den in der Nord- und Ostsee geplanten Windenergieanlagen muss die Energie über größere Entfernungen transportiert werden. Dies spricht für neue Lösungsansätze, mit denen sich die Herausforderungen im Norden und Süden Europas gleichermaßen beantworten lassen.

Im Einzelnen sind zu betrachten:

Reserveproblematik

Der Aufbau größerer Kapazitäten mit fluktuierendem Erzeugungsverhalten und eingeschränkter Verfügbarkeit erfordert den Einsatz geeigneter Maßnahmen zur Reservierung. Dies betrifft sowohl die direkte Reservierung als auch die Lieferung von Ausgleichsenergie. Es werden hierzu Systeme benötigt, die die Schwankungen des Windenergieaufkommens leicht ausgleichen können, selbst aber im Rahmen der Gesamtversorgung zur Deckung des Erzeugungsvolumens nur einen geringen Beitrag leisten sollen. Dies spricht für kostengünstige Gasturbinenanlagen, ggf. gekoppelt mit Speichersystemen.

Der Vergleich mit den derzeit in Planung befindlichen Anlagen zeigt, dass entgegen den Erfordernissen der Fokus bei den meisten Planungen - auch im küstennahen Bereich - auf der Errichtung großer kohleversorgter Grundlastblöcke liegt. Deren Wirtschaftlichkeit ist aber nur gesichert, wenn die Anlagen eine hohe Auslastung aufweisen. Diese Systeme konkurrieren damit nicht nur um Marktanteile mit den erneuerbaren Energien, sie stehen auch im Wettbewerb um die verfügbaren Übertragungskapazitäten. Diese Wettbewerbssituation – Grundlastkraftwerk gegen erneuerbare Energien – ist aus Sicht der Volkswirtschaft nicht als optimal zu werten. Der zeitnahen Entwicklung eines von Partikularinteressen unabhängigen Energiekonzeptes fällt damit eine große Bedeutung zu.

Speicherung von Energie

Der größte Teil der erneuerbaren Energien fällt dargebotsabhängig an. Die Entkopplung von Angebot und Nachfrage steht damit im Mittelpunkt der Diskussion. Bereits in der Vergangenheit wurden zu windstarken Zeiten erhebliche Energiemengen an benachbarte Länder zu niedrigsten Konditionen weitergereicht, da entsprechende Bedarfe in Deutschland zeitgleich nicht gegeben waren. Mit dem Aufbau der geplanten Offshore-Systeme wird sich diese Problematik verschärfen. Dies bedeutet, dass eine Speicherung des Energieüberschusses erforderlich ist, soll ein Großteil der erzeugten Energie nicht wie in der Vergangenheit zu Dumpingpreisen exportiert werden.

Zur Energiespeicherung werden bislang in Deutschland überwiegend Pumpspeicherkraftwerke eingesetzt. Deren Speicherkapazitäten sind jedoch nur gering (ca. 40 GWh bei einer Leistung von etwa 7 GW). Ein weiteres Ausbaupotenzial erscheint aufgrund der erforderlichen geographischen Randbedingungen, bei gleichzeitig fehlender Akzeptanz in der Bevölkerung, kaum möglich.

Bei Druckluftspeicherkraftwerken wird Luft komprimiert und unter hohem Druck in riesigen unterirdischen Salzkavernen gespeichert. Bislang ging die bei der Kompression entstehende Wärme verloren (diabater Prozess), sodass für die Nutzung der Druckluft diese erst in einer mit Erdgas befeuerten Brennkammer erhitzt werden

musste, um eine Entspannungsgasturbine betreiben zu können. Damit waren nur Wirkungsgrade von weniger als 50 % möglich. Zur Wirkungsgradssteigerung soll die Kompressionswärme zusätzlich gespeichert werden (adiabater Prozess), sodass kein Erdgas mehr erforderlich ist und der Wirkungsgrad sich damit zukünftig auf etwa 70 % steigern lässt. Der Herstellung von Materialien, mit denen sich die Kompressionswärme längerfristig verlustarm speichern lässt, fällt damit eine große Bedeutung zu. Gleichfalls sind Untersuchungen zu forcieren, mit denen die Eignung von Kavernen für die Luftspeicherung nachgewiesen wird.

Diese heute vielfach favorisierten Druckluftspeicherkraftwerke bieten jedoch nur Speicherkapazitäten für wenige Stunden. Weiterhin ist Voraussetzung, dass neue Kavernen erschlossen werden. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass Standorte möglicher Kavernen nur begrenzt verfügbar sind und im Wettbewerb stehen zu anderen energetischen Anwendungen (Erdgasspeicherung).

Für die Speicherung großer Energiemengen, die z.B. benötigt würden, um auch Windflauten von mehreren Tagen abzudecken, kommen nur die großen Speicherseen (Saisonspeicher) in den alpinen Regionen in Frage. Als Alternative könnte zukünftig auch Wasserstoff interessant werden. Dies setzt aber noch Entwicklungsanstrengungen voraus. Der Schwerpunkt der Entwicklungsarbeiten muss hier auf der Steigerung der derzeit noch sehr geringen Systemwirkungsgrade von ca. 30 % liegen. Dies impliziert neben dem Verzicht auf die flüssige Lagerung die Entwicklung leistungsstarker Hochdruckelektrolyseure und Systemkomponenten, die eine verstärkte Systemintegration ermöglichen. Gleichfalls ist die Eignung der vorhandenen Kavernen für die Speicherung von Wasserstoff zu prüfen.

Ergänzend ist der derzeit diskutierte Einsatz von Elektrofahrzeugen voranzutreiben. Mit modernen Batterien ausgerüstet und in Verbindung mit einer ausgefeilten Kommunikationstechnik, intelligenten Zählertechniken sowie einer Lastflusssteuerung könnte diese Technologie das Potenzial bieten, die Windenergie aufkommensabhängig zu speichern. Die gewonnene Energie kann auf diese Weise für den Automobilbereich zum Einsatz kommen, sie kann aber auch über ein gezieltes Be- und Entladen der Batterien zur Stabilisierung der Stromversorgung dienen.

Elektrofahrzeuge könnten im Zeitbereich von Millisekunden bis zu mehreren Stunden im Rahmen von Lastmanagement eingesetzt werden, um Regel- und Reserveleistung für das Netz bereitzustellen. Sie werden daher zu den o.g. Pump- und Druckluftspeicherkraftwerken in Konkurrenz treten und sind zudem viel schneller aktivierbar. Bereits 10 % des deutschen PKW-Bestands, ausgerüstet als Plug-in-Hybrid (also mit relativ kleinen Batterien: mit 10 kWh Energie und 3 kW Ladeleistung) sind in etwa vergleichbar mit der Summe aller heutigen Pumpspeicherkraftwerke [72].

Vom Volumen her ist das im Verkehrsbereich unterzubringende Energieaufkommen nur langfristig als nennenswert zu betrachten. Eine Größenvergleich bestätigt dies: Die Versorgung von 1 Mio. E-Fahrzeugen entspricht einem Stromverbrauch von 1 TWh/a, wohingegen die derzeit täglich auszuregelnde Energie einem Energieauf-

kommen von bis zu 0,6 TWh entspricht [73]. Ein nachhaltiger Beitrag ist demnach nur bei einer erheblichen Verbreitung dieser Fahrzeuge zu erwarten. Für eine saisonale Speicherung oder zur Überbrückung von länger andauernden Windflauten sind Elektrofahrzeuge jedoch in keinem Fall geeignet.

Netzausbau

Die Planungen zum Ausbau der Windenergie gingen zunächst im Onshore-Bereich vorrangig von einer lokalen Einbindung bzw. Einspeisung der erzeugten Energie in die Verteilungsnetze aus. Das Gros der Erzeugung sollte hierbei erzeugungsnah verbraucht werden. Der Schwerpunkt der Strukturmaßnahmen lag damit in der Regel im Bereich der Nieder- und Mittelspannungsnetze. Mit der Bündelung zu immer größeren Windparks hat sich die Aufgabenstellung in den letzten Jahren stark verändert, da diese großen Parks heute überwiegend in die Hoch- und Höchstspannungsnetze einspeisen. Mit beginnendem Ausbau der Offshore-Windenergieanlagen wird sich die Problematik des Energietransports weiter verschärfen.

Ein Großteil der erneuerbaren Ressourcen liegt weit ab von Lastschwerpunkten, so dass für den Energietransport eine entsprechende Netzinfrastruktur vorgehalten werden muss. Auch durch den Einsatz von Energiespeichern lässt sich ein erforderlicher Netzausbau nicht verhindern sondern allenfalls begrenzen, wenn die Speicherstandorte günstig gewählt werden können (s. 4b).

Übertragungsnetze

Für eine langfristig sichere Energieableitung sind Konzepte zum optimalen Ausbau der Übertragungsnetze zu entwickeln. Hierbei ist in einem ersten Ausbauschnitt zu klären, wie sich kurzfristig im deutschen Versorgungsbereich größere Übertragungskapazitäten erschließen lassen. Insbesondere ist die Genehmigungspraxis zu überdenken. Die derzeit langen Genehmigungszeiten lassen kaum eine verlässliche Planung zu; im Extremfall werden hierdurch Windenergieprojekte, aber auch hiermit in Verbindung stehende Industrieprojekte, in ihrer Wirtschaftlichkeit gefährdet. Es sind neue Genehmigungsverfahren zu entwickeln, mit denen eine Umsetzung der Vorhaben in einem vertretbaren Zeitrahmen möglich wird. Ggf. ist zu prüfen, ob sich in Einzelfällen zur Vermeidung von Verzögerungen volkswirtschaftliche Vorteile mittels Erdverkabelung, trotz höherer Kosten, erschließen lassen.

Ein Lösungsansatz bei kürzeren Übertragungsaufgaben könnte ggf. in der Kombination von energiewirtschaftlichen Projekten mit Infrastrukturvorhaben liegen z.B. Unterbauen von Autobahn- und Eisenbahntrassen mit Tunnelanlagen für die Verlegung von leitungsgebundenen Systemen. Auf diese Weise sollten sich nicht nur langfristig Genehmigungsverfahren abkürzen lassen, es entfielen auch die Notwendigkeit separater Trassen suche.

Auch einheitliche Lösungsansätze für die im Gespräch befindliche stärkere Integration der europäischen Übertragungsnetze und deren Vorbereitung für die Übernahme neuer, zusätzlicher Aufgaben sollten vorangetrieben werden. Hierzu zählen auch die

in anderen Ländern geplanten Projekte, insbesondere die in Spanien aber auch im Norden Afrikas vorgesehenen solarthermischen Stromerzeugungsanlagen. Die dort bestehenden Schwierigkeiten sind vergleichbar mit den in Deutschland geplanten Offshore-Projekten: Große Erzeugungsleistungen, die im Nahbereich keine Abnehmer finden und deren Energie über größere Distanzen zu transportieren ist. Dies könnte für den Aufbau der seit längerem diskutierten 800-kV-Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) sprechen, sodass eine verlustarme Übertragung der elektrischen Energie über größere Distanzen möglich wird. Neben dem erhöhten Übertragungspotenzial ist hiermit der Vorteil verbunden, dass durch die stärkere Vernetzung das europäische Netz in seiner Verfügbarkeit zunimmt. Durch die engere Kopplung der Teilnetze kann auf Ausfälle von Erzeugungsanlagen schneller reagiert werden, verbunden mit dem Vorteil der geringeren Gefahr von Netzpendelungen. Allerdings ist dabei auch zu bedenken, dass ein Ausfall eines derart leistungsstarken Systems sicher beherrscht werden muss.

Als weiterer großer Vorteil des Netzausbaus sind die verringerten Anforderungen an die Speicherung von Energie aus fluktuierenden erneuerbaren Quellen zu werten. Da über die DC-Hochspannungssysteme eine verlustarme Ableitung von Überschussenergie in andere Regionen möglich wird, verringern sich die regionalen Anforderungen an die Vorhaltung von Speichersystemen. Wie eine VDE-Studie feststellt, ist eine Energieübertragung auch zu einem weit entfernten Bedarfspunkt deutlich kostengünstiger und effizienter als deren Zwischenspeicherung.

Die Umsetzung dieser europaweiten Planungen lässt jedoch die gleichen Schwierigkeiten erwarten, wie sie heute im nationalen Bereich zu beobachten sind: lange Genehmigungszeiten bedingt durch unterschiedlichste Einsprüche von betroffenen Bürgern oder Gemeinden. Freileitungen sind und bleiben hier die kostengünstigste Alternative. Während für die Überbrückung kürzerer Distanzen durchaus auch Kabel sinnvoll sein können, verbietet sich dieser Weg für die Übertragung großer Leistungen über große Strecken sowohl aus technischen als auch aus wirtschaftlichen Gründen. Hier geht es um die Übertragung von mehreren Gigawatt über Entfernungen von mehreren Tausend Kilometern bei höchsten Spannungen.

Verteilungsnetz

Neben der Weiterverteilung der von Windenergieanlagen gelieferten Energie obliegt es den Verteilungsnetzen, die Leistung der flächendeckend installierten dezentralen Systeme zu transportieren. Insbesondere zählen hierzu photovoltaische Systeme. Sie sind zwar von ihrem Erzeugungsvolumen her noch unbedeutend (s. Abb. 1); sie stellen aber eine Herausforderung für die Netze dar, wenn sie alle praktisch gleichzeitig dem Verlauf der Sonneneinstrahlung folgen. Dieser Entwicklung könnte im Netzbereich zukünftig durch ein intelligentes Lastmanagement begegnet werden, da bei EEG-Anlagen derzeit eine Erzeugungssteuerung nicht möglich ist. Nach Auslaufen der durch das EEG abgesicherten Frist für eine garantierte Einspeisevergütung

könnte auch eine lokale Energiespeicherung in Batteriesystemen wieder von Interesse werden.

Für den Erzeugungsbereich bedeutet dies, dass auch die derzeit fixen Einspeisetarife in Richtung marktorientierter Einspeisevergütungen weiterzuentwickeln sind [74]. Dies wäre zudem ein Anreiz für die Investition in dezentrale Energiespeicher. Die dezentrale Einspeisung erneuerbarer Energien sollte sich möglichst an dem vor Ort bestehenden Bedarf orientieren.

Der Nachfrageoptimierung fällt hierbei eine große Bedeutung zu. Es gilt, forciert technische Lösungen umzusetzen, wie sie derzeit für eine Markteinführung zur Verfügung stehen. Hierzu zählen u.a. alle Smart-Meter-basierten Anwendungstechnologien. Diese setzen die zeitnahe Einführung variabler Tarife voraus, sodass der Kunde durch eine gezielte Änderung seines Verbrauchsverhaltens selbst einen Beitrag zu Anpassung des Verbrauchs an die jeweilige Erzeugungssituation leisten kann. Als beispielhaft sind in diesem Zusammenhang Energiemanagementsysteme zu nennen, mit denen eine gezielte Gerätesteuerung privater und gewerblicher Verbraucher möglich wird.

Die bereits erwähnten Elektrofahrzeuge sind als ein Spezialfall Smart Meter-basierter Anwendungen zu sehen. Wie schon oben angesprochen, lassen sich die Ladevorgänge gezielt beeinflussen, sodass die Energiespeicherung in Abhängigkeit von aktuellen Erneuerbarer Energien, insbesondere Wind-Aufkommen möglich ist. Gleichzeitig lässt sich über das gesteuerte Laden der Fahrzeuge eine gezielte Entlastung der Verteilungsnetze herbeiführen; es ist aber auch ein gezieltes Rückspeisen der elektrischen Leistung aus der Fahrzeugbatterie möglich. Auf diese Weise kann eine Lastflussvergleichmäßigung erreicht werden. Um zu vermeiden, dass durch eine Vielzahl dieser Systeme, aber auch anderer dezentraler Einheiten, wie z.B. KWK-Anlagen, eine unzulässige Belastung für das Netz entsteht, fällt der Lastflusssteuerung eine besondere Bedeutung zu. Hierzu ist eine kontinuierliche und flächendeckende Erfassung der Netzbelastung erforderlich, die als Grundlage für eine entsprechende Last- und Erzeugungssteuerung dienen kann.

4.1.4 Zusammenfassung

Die Umsetzung der im „Integrierten Energie- und Klimaprogramm“ der Bundesregierung definierten Ziele erfordert die Ausschöpfung aller Potenziale zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen. Ein Schwerpunkt wird hierbei bei der Nutzung der Offshore-Windkraft liegen.

Zur Optimierung der Erzeugungsstrukturen und Sicherstellung des Reservebedarfs ist die Erarbeitung eines nationalen Energiekonzeptes zwingend erforderlich. Ansonsten ist ein für die Volkswirtschaft schädlicher Wettbewerb zwischen konventionellen Energietechnologien und erneuerbaren Energien vorgegeben.

Zur Entkopplung von Angebot und Nachfrage ist die Entwicklung der Speichertechnologien voranzutreiben. Ergänzend ist der Einsatz von Elektrofahrzeugen im Energiebereich zu forcieren.

Für den Netzbereich sind die Genehmigungsverfahren zu beschleunigen um dringend erforderliche Netzausbaumaßnahmen möglichst kurzfristig umsetzen zu können. Für eine langfristige Strategie auf europäischer Ebene sind Konzepte zu erarbeiten, wie sich insbesondere die im Süden Europas und Nordafrika geplanten Großprojekte (Solarthermie) mit den im Norden Europas geplanten Vorhaben (Offshore-Wind) sinnvoll verbinden lassen (Übertragung großer Energiemengen über weite Distanzen).

4.2 Fossile Kraftwerkstechnologien

4.2.1 Saubere und CO₂-arme Stromerzeugung, Perspektive 2020

Die Stromerzeugung in Deutschland beruht gegenwärtig zu ca. 60 % auf fossil befeuerten Kraftwerken, 30 % auf Kernkraftwerken und ca. 10 % auf erneuerbaren Energien, wie Wasser, Wind, Biomasse und Solarenergie. Bei der Ausgestaltung der in Meseberg formulierten Ziele einer sauberen und CO₂-armen Stromversorgung Deutschlands spielt neben der Verfügbarkeit von Brennstoffen die Technologieentwicklung eine wichtige Rolle. Durch den Verzicht auf die Kernenergienutzung wird es bei dem erklärten Ziel einer signifikanten Senkung von CO₂-Emissionen entscheidend sein, jeweils modernste Technologien bei fossilbefeuerten Kraftwerken einzusetzen, falls erforderlich CO₂-Abtrennungs- und Endlagerungstechnologien (CCS) zu entwickeln und den Anteil regenerativer Energien in der Stromerzeugung weiter zu steigern. Trotz schneller Marktpenetration der regenerativen Energieträger werden in dem Zeithorizont bis 2020 die fossilbefeuerten Kraftwerke weiterhin die tragende Säule der Stromerzeugung sowohl in Deutschland wie auch weltweit bilden müssen. Deswegen sind bei diesen Kraftwerken besondere Anstrengungen notwendig, um die mit ihrer Nutzung verbundenen CO₂-Emissionen weiter zu senken.

Neben den fossilbefeuerten Kraftwerken werden Umwandlungstechnologien auf Basis regenerativer Energieträger an Bedeutung gewinnen und einen steigenden Beitrag zur sauberen und CO₂-armen Stromerzeugung leisten. Dem Nachteil einer dargebotsabhängigen Verfügbarkeit bei Wind- und Solarkraftwerken steht der Vorteil der Unabhängigkeit von Brennstoff gegenüber. Bedingt durch steigende Preise fossiler Energieträger und aufbauend auf Technologiefortschritten ist mit weiterer Verbesserung der Wirtschaftlichkeit regenerativer Energien gegenüber konventionellen Kraftwerken zu rechnen.

Die Rolle der Kernenergie als saubere und CO₂-freie Quelle der Stromerzeugung darf an dieser Stelle nicht verschwiegen werden. Der politisch bedingte Verzicht auf ihre Nutzung stößt international angesichts der ehrgeizigen umweltpolitischen Ziele in Deutschland auf immer mehr Unverständnis. Der Weiterbetrieb deutscher Kernkraftwerke kann neben ihrer Rolle als saubere Energiequelle einen positiven volks-

wirtschaftlichen Beitrag bei der Gestaltung zukünftiger Stromversorgung liefern und bedarf deswegen einer weiteren sorgfältigen Überlegung.

4.2.2 Aktueller Stand der Technik, voraussichtliche Entwicklung der Stromerzeugungstechnik bis 2020

Mit den technischen Fortschritten bei der Nutzung fossiler Brennstoffe wurde erreicht, dass Strom heute sehr viel effizienter erzeugt werden kann als vor Jahren. Der Wirkungsgrad als Maß der Nutzungseffizienz konnte in der Vergangenheit mit durchschnittlich 0,2 - 0,3 %/10 a gesteigert werden. Bei reiner Stromerzeugung ermöglicht der heutige Stand der Technik Wirkungsgrade von ca. 44 % bei Braunkohle, 46 % bei Steinkohle und 58 % bei Erdgas mit GUD-Technik. Für eine weitere Verbesserung der Wirkungsgrade sind die thermodynamischen Prozessparameter Druck und Temperatur die zentralen Stellhebel. Die Höhe dieser beiden Parameter hängt vor allem vom Fortschritt bei der Entwicklung und Anwendung neuer Werkstoffe ab.

Kohlebefeuerte Dampfkraftwerke

Einer der Schlüsselfaktoren bei der Steigerung des Wirkungsgrades von Dampfkraftwerken ist der Dampfzustand und somit die Festigkeit der für seine Umschließung verwendeten Werkstoffe. Der heute bei den Dampfkraftwerken weitverbreitete P91-Stahl erlaubt Dampfzustände von ca. 580 °C / 270 bar. Die Entwicklung neuer Turbinenwerkstoffe mit fortgeschrittenen Legierungen auf Nickelbasis für Drücke über 300 bar und Temperaturen über 700 °C ist seit einigen Jahren im Gange.

Neben der Erhöhung der Dampfparameter tragen die Verbesserung auf der Komponenten- und Prozess-Seite zur weiteren Steigerung der Wirkungsgrade bei. Hier können Zwischenüberhitzung oder Nutzung von Abwärme mit zukünftigen strömungstechnischen Verbesserungen in der Dampfturbine sowie Kühlungsoptimierung von Dampfturbinen und Generatoren kombiniert werden. Gleichzeitig wird der Einsatz möglichst langer Turbinenendstufen mit großen Abströmquerschnitten möglich. Mit den kombinierten Maßnahmen lassen sich bis zum Jahr 2020 voraussichtlich 5 %-Punkte gewinnen und damit bei einem Standard-Kondensatorvakuum von 40 mbar Anlagenwirkungsgrade von mehr als 50 % realisieren, Bild 1.

Bereits heute lässt sich jedoch absehen, dass die Werkstofftechnik an ihre Grenzen stößt und die Weiterentwicklung der Wirkungsgrade ihr Maximum erreicht.

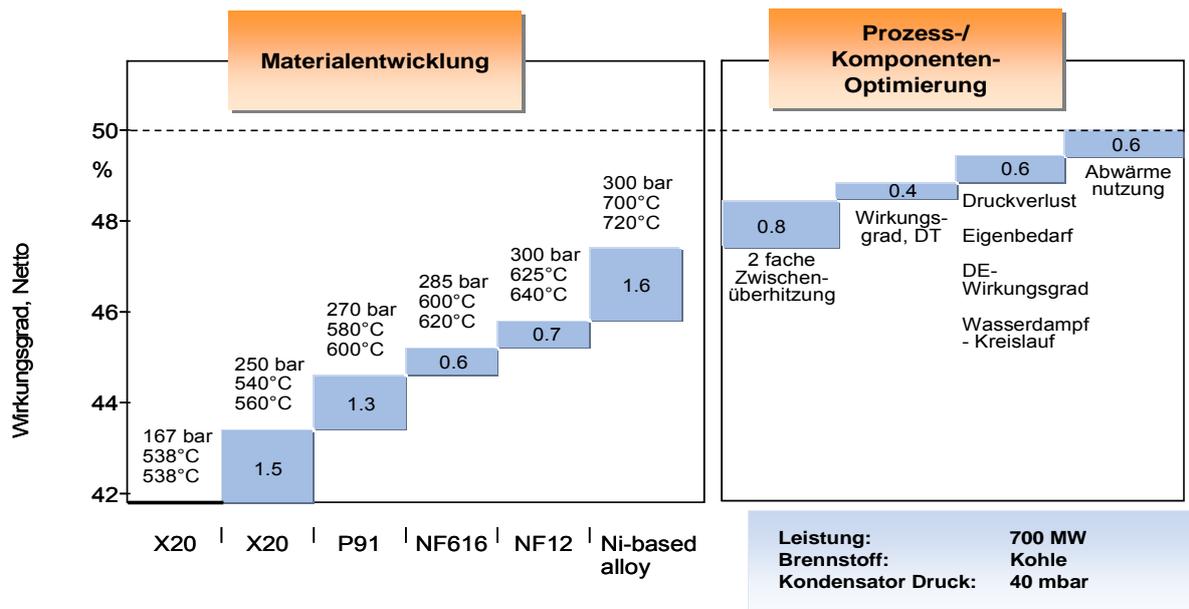


Bild 1: Entwicklungsschritte von Dampfkraftwerken

Gasbefeuerte Gas- und Dampfkraftwerke

Die Kombination von Gas- und Dampfprozess in den gasbefeuerten GUD-Kraftwerken ermöglicht gegenwärtig einen Wirkungsgrad von über 58 %. Ähnlich der Dampfturbine wird auch in der Gasturbine bevorzugt die weitere Steigerung der Prozessstemperatur verfolgt. Die großen Verbesserungen beim Wirkungsgrad in den letzten Jahren sind auf immer höhere Turbinen-Eintrittstemperaturen zurückzuführen. Neben der Erhöhung der Gasturbinentemperaturen wird gleichzeitig das Ziel verfolgt, die Prozessparameter im Wasser-Dampfkreislauf zu erhöhen (Bild 2).

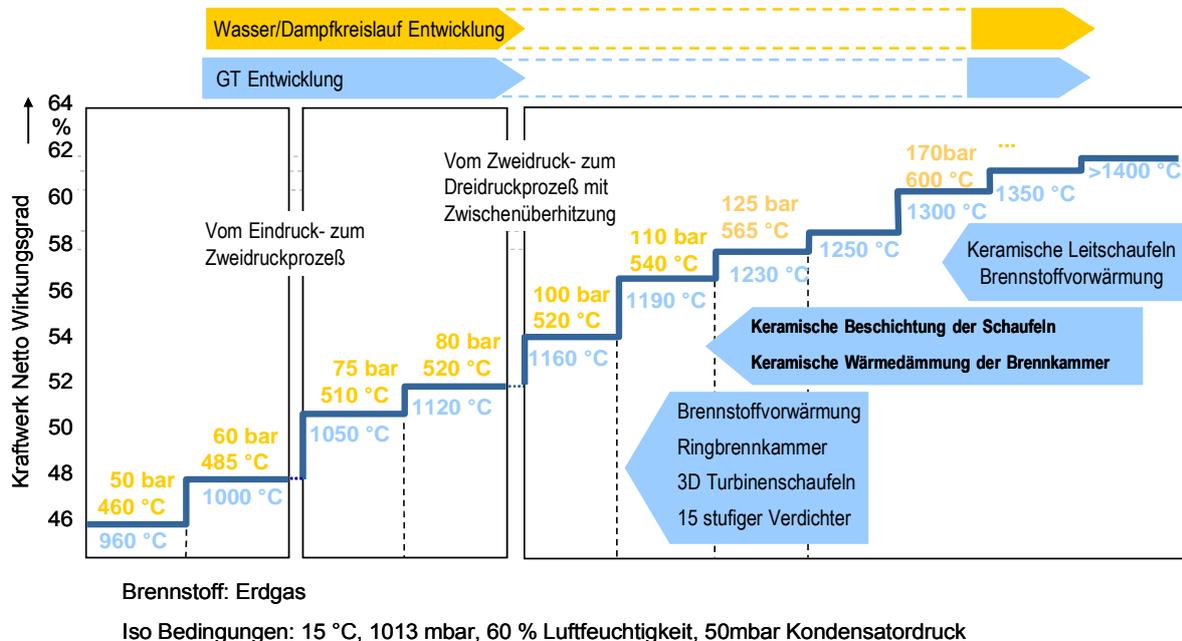


Bild 2: Entwicklungsschritte von GT und GUD Anlagen

Das Bild 2 zeigt die Entwicklung der GUD-Wirkungsgrade als Funktion der Gasturbinen-Eintrittstemperatur und der damit verknüpften Steigerung der Frischdampfparameter im Wasserdampfkreislauf. Um höhere Eintrittstemperaturen in der Gasturbine zu erreichen, müssen höhere Heißgastemperaturen bzw. effektivere Kühlverfahren beherrscht werden. Dafür ist einmal eine Weiterentwicklung der Basiswerkstoffe speziell der Schaufeln notwendig, wobei sowohl die Werkstofflegierung als auch die Kristallstruktur zu optimieren ist. Einen weit stärkeren Einfluss hat die Entwicklung von Wärmedämmschichten, die es erlauben, Schaufeln bei deutlich höheren Gastemperaturen zu betreiben, ohne die Metalltemperaturen wesentlich zu erhöhen. Der dritte Hebel ist die Verbesserung der Kühlung der Schaufeln, durch entweder unterschiedliche Wärmeübergangsmechanismen wie z.B. Filmkühlung oder unterschiedliche Kühlmedien Dampf aus dem GuD-Teil. Ungekühlte keramische Schaufelbauteile sind eine langfristige Zielsetzung. Begrenzt wird die Temperatursteigerung im Wesentlichen durch die zulässige Belastung der Schaufeln. Die Entwicklungstätigkeiten konzentrierten sich deshalb auf die Belastbarkeit der Basislegierung und ihrer Kristallstruktur. Die herkömmlichen Legierungen mit niedrigem Nickelgehalt entwickeln sich ähnlich der Dampfturbine hin zu Legierungen mit hohem Nickelgehalt und Einkristallstruktur.

In Zukunft wird die Entwicklung von Schutzschichten weiter an Bedeutung gewinnen, um das Basismaterial gegen Korrosion und auch gegen die Temperatur des Heißgases zu schützen.

Ergänzend zur Werkstoffentwicklung und Prozessoptimierung sind fortgeschrittene, dreidimensionale Auslegungsverfahren von Turbinenschaufeln von Bedeutung. Sie erlauben eine Simulation komplexer Strömungsvorgänge zwischen den einzelnen Schaufeln und Turbinenstufen, die sich letztendlich positiv auf die Verbesserung der Schaufelform und Minimierung von Strömungsverlusten auswirkt.

4.2.3 Die CO₂-freie Energieerzeugung

Sofern die Wirkungsgraderhöhung und die Verwendung kohlenstoffärmerer Brennstoffe nicht für die Erreichung der CO₂-Emissionsziele ausreichen, und wenn regenerative Energieträger und Kernenergie nicht die Rolle fossiler Energieträger übernehmen können, muss die CO₂-Abtrennung aus dem Kraftwerksprozess (CCS) in Betracht gezogen werden.

Die aktive CO₂-Abscheidung kann prozesstechnisch auf unterschiedliche Weise geschehen. Drei wesentliche wichtigsten Varianten zeichnen sich gegenwärtig ab: bei Neuanlagen die Dekarbonisierung des Brennstoffs vor der Verbrennung („pre-combustion“) in IGCC-Anlagen oder die Verbrennung mit reinem Sauerstoff bei sogenannten „Oxyfuel“-Verfahren in Dampfkraftwerken. Das dritte Verfahren: eine Abtrennung von CO₂ aus dem Rauchgas mithilfe chemischer CO₂-Wäsche („post-combustion“) zielt hauptsächlich auf die Nachrüstung existierender Anlagen ab. Alle Verfahren mit aktiver CO₂-Abscheidung verbrauchen einen Teil der Primärenergie, vermindern die Kraftwerksleistung und schlagen sich in einem bis zu 10 % niedrige-

rem Wirkungsgrad der Kraftwerke nieder. Deshalb ist es erforderlich, beide Entwicklungspfade, den der Wirkungsgradsteigerung und der aktiven CO₂-Abtrennung aus dem Kraftwerksprozess, konsequent gleichzeitig zu verfolgen.

Neben den Fragen der technischen Machbarkeit zeichnet sich jedoch eine Reihe von Risiken ab. Zusätzlich zu der noch unbekanntem Betriebszuverlässigkeit dieser neuen Kraftwerkstechnologien könnten Herausforderungen beim Transport des CO₂, z.B. in flüssiger Form, und seiner Endlagerung entstehen. Die vorhandenen Ansätze für Lagerorte müssen noch die Nachweise für einen sicheren und dauerhaften Abschluss zur Atmosphäre erbringen. Der finanzielle Aufwand für die zusätzlichen Anlagenkomponenten ist noch recht unsicher, es wird jedoch ein Aufschlag bei den spezifischen Kosten von bis zu 90 % veranschlagt. Die Einbußen beim Wirkungsgrad der Kraftwerke weisen auf eine andere Problematik der CO₂-Minderung hin, nämlich das schnellere Ausbeuten der verbliebenen fossilen Energiereserven.

Angesichts der Dimension der oben angesprochenen Herausforderungen bei der Entwicklung von neuen, zum Teil sehr komplexen Technologien und des engen, politisch gesteckten Zeitrahmens müssen die Aktivitäten der Unternehmen über die nationalen Grenzen hinaus koordiniert und gezielt gefördert werden. Das gemeinsame Ziel der Industrie und staatlicher Programme muss es sein, Forschungsförderung zu stärken und eine effiziente Allokation der zur Verfügung stehenden Mittel zu harmonisieren.

Zwar weisen F&E-Initiativen, wie z. B. die europäische Technologie-Plattform für die Entwicklung von „Zero emission fossil fuel power plants“ oder die Weiterführung des COORETEC/COMTES-Programms in die richtige Richtung, sie reichen aber bei Weitem nicht aus, um den CCS-Technologien in wenigen Jahren zum Durchbruch zu verhelfen. Weitere verbindliche Schritte für die Entwicklung und Optimierung von Gesamtanlagen-Konzepten, ihren Schlüsselkomponenten, von Werkstoffen, Fertigungsprozessen und nicht zuletzt von gesellschaftlich akzeptierten, gesicherten und dauerhaften CO₂-Lagerungskonzepten sollen festgelegt werden. Die Entwicklungs-, Finanzierungs- und Betriebsrisiken sollen über geeignete Modelle und auf faire Weise verteilt werden. Der Plan zum Bau von 12 CCS-Demonstrationsprojekten in Europa bis zum Jahr 2015 soll verwirklicht werden. Erst dann kann das Ziel gelingen, im Jahr 2020 CO₂-emissionsarme Kraftwerke marktreif zu entwickeln sowie über das Jahr 2020 die Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen und die Auswirkungen auf Umwelt hinaus weitgehend zu entkoppeln.

4.3 Energieeffiziente Produkte in Industrie, Haushalt und Gewerbe

Um den Stromverbrauch und damit die CO₂-Emissionen zu senken, können zwei Ansätze verfolgt werden: die reine Einsparung durch Verzicht und die Verbesserung der Effizienz. Die erste Maßnahme ist zwar trivial und würde unmittelbar und ohne Kosten zu Ergebnissen führen, sie ist aber realistischer Weise nur sehr schwer in der Praxis umsetzbar. Sie wird daher hier nicht weiter betrachtet. Zur Verbesserung der

Effizienz können schon heute verfügbare Technologien in Produkten, Systemen und Anlagen eingesetzt werden und zu einer wesentlichen Reduktion des Stromverbrauchs und somit der CO₂-Emissionen führen. Im Folgenden werden die wesentlichen Anwendungsgebiete und Technologien besprochen, die zur Steigerung der Stromeffizienz beitragen können [75]. Es sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass zwar diese Verbrauchssenkungen pro Einheit zu einer Senkung des Stromverbrauchs insgesamt führen, dass allerdings der heute gegenläufige Trend zu immer mehr Geräten und Systemen wiederum eine Steigerung des Stromverbrauchs zur Folge hat. Als Beispiele seien die Anzahl der Computer pro Haushalt oder die Anzahl der eingesetzten Beleuchtungskörper in einer Wohnung genannt. Bei fast allen Untersuchungen wird dieser Trend nicht berücksichtigt. Gerade die Stromanwendungen werden auch in Zukunft weiter steigen und andere Technologien verdrängen. Hier sei stellvertretend auf die Elektroautos verwiesen.

4.3.1 Motoren

Motoren verbrauchen etwa die Hälfte der insgesamt erzeugten elektrischen Energie. Ihnen kommt daher eine Schlüsselrolle bei der Einsparung elektrischer Energie zu. Der Verbrauchsschwerpunkt und damit das größte Potential zur Energieeinsparung liegt bei Drehstrommotoren im Leistungsbereich von 1,1 bis 37 kW, da sie typischerweise auf beträchtliche Betriebszeiten pro Jahr kommen. Kleinantriebe < 0,5 kW werden dagegen oft mit kurzen Einschalt Dauern betrieben, weshalb sie für den Verbrauch von stationär erzeugter elektrischer Energie eine untergeordnete Rolle spielen. Der Wirkungsgradbereich von Kleinmotoren reicht von 5 % bei Spaltpolmotoren für Warmwasserumwälzung über 40 bis 75 % bei Einphasen-Induktions- und Universalmotoren bis hin zu 70 bis 85 % bei permanenterregten Gleichstrommotoren und EC-Motoren. Dabei werden für viele Anwendungen nach wie vor Motoren mit schlechtem Wirkungsgrad aufgrund ihrer geringeren Anschaffungskosten eingesetzt, obwohl hochwertigere Motoren sowohl verfügbar sind als wie z.B. in der Heizungs- und Klimatechnik ihre Wirtschaftlichkeit nachgewiesen haben.

Drehstrommotoren (typisch 0,5 kW bis 500kW) werden ganz überwiegend als dreiphasige Asynchronmaschinen mit Käfigläufern gebaut. Aufgrund der Verbreitung und der hohen Stückzahlen stehen Kostenaspekte stark im Vordergrund. Anwendungsbereiche sind Pumpen, Kompressoren, Lüfter und alle Arten der Fördertechnik (horizontal wie vertikal). Viele dieser Antriebe erreichen hohe Betriebsstundenzahlen bei hoher spezifischer Auslastung.

Je nach Leistungsbereich sind Wirkungsgrade von rund 70 % bis zu rund 95 % marktüblich. Der Wirkungsgrad wird international eingeteilt in die drei Klassen Standard (IE1, früher eff2), Hoch (IE2, früher eff1) und Premium (IE3), wobei die Premium-Klasse in Europa gerade erst in der Markteinführung ist. Über 90 % der heute verkauften Antriebe entsprechen dem Wirkungsgrad der Standardklasse (IE1 bzw. eff2). Bild 3 zeigt die leistungsabhängigen Wirkungsgrade und das theoretische Ein-

sparpotential in Prozent der aufgenommenen elektrischen Leistung im Vergleich von Standard zu Premium.

Die Herstellkosten steigen pro Wirkungsgradklasse um etwa 10 bis 20 % an. Die Erfahrungen in Europa und in anderen Ländern wie USA, Kanada, Australien haben deutlich gezeigt, dass eine wesentliche Marktverschiebung in diesem Sinne nur durch politische Unterstützung (finanzielle Anreize oder gesetzliche Vorgaben) zu erreichen ist.

Vor allem bei den Motoren im Leistungsbereich bis etwa 10 kW, welche in Summe den größten Anteil am Energieverbrauch haben, wäre eine weitere Verbesserung des Wirkungsgrades über die Premium-Klasse hinaus möglich. Untersuchungen zeigen, dass eine technisch und wirtschaftlich sinnvolle Lösung für Super-Premium-Motoren (IE4) mit der heute marktüblichen Technologie der Induktionsmotoren (Käfigläufer) nicht vorstellbar ist. Die Herstellkosten würden nochmals überproportional ansteigen. Vor allem aber würden sich die Motoreigenschaften (Baugröße, Gewicht, Rotorschwingmasse) so sehr verschlechtern, dass die Antriebe in vielen Anwendungen gar nicht mehr einsetzbar wären.

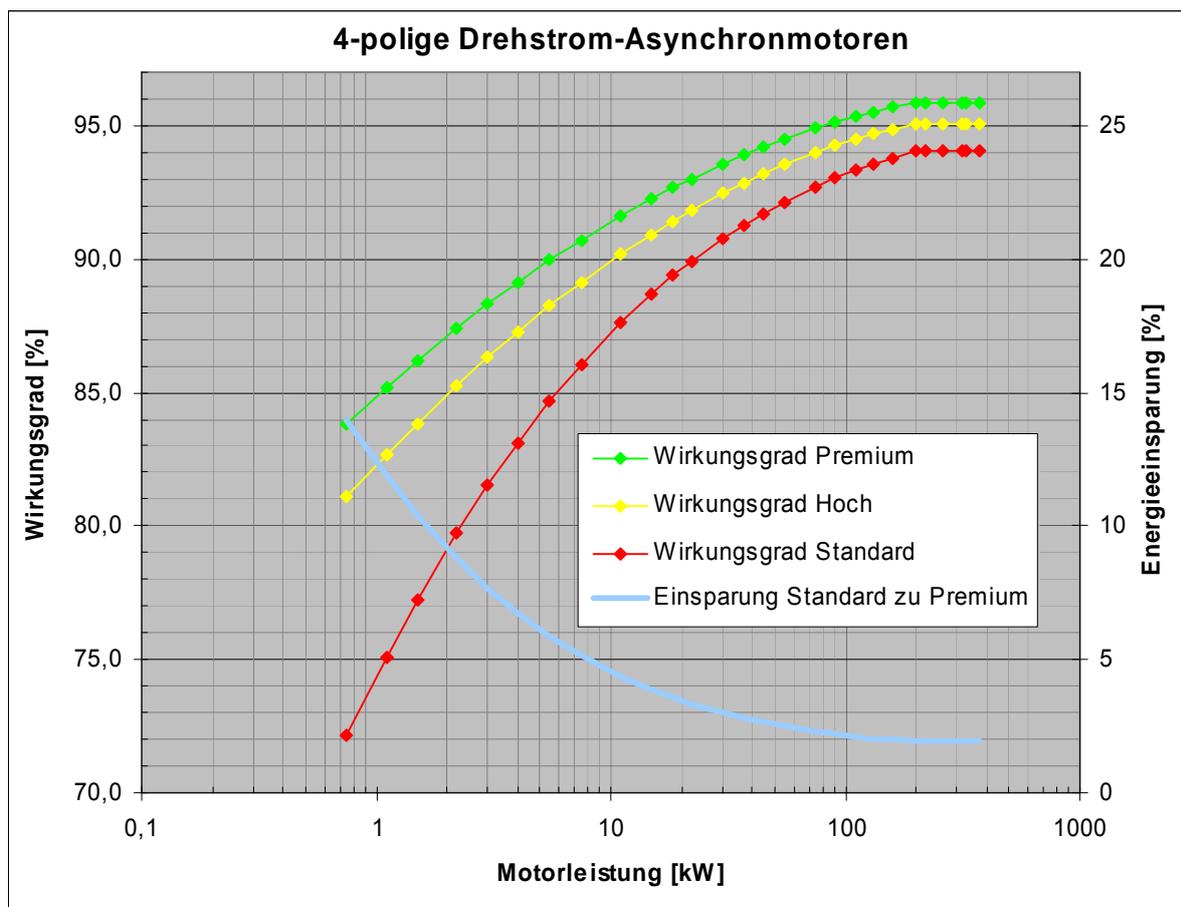


Bild 3: Wirkungsgradklassen bei Standardmotoren

Andere, besser geeignete Technologien sind gut bekannt und in kleinen Stückzahlen bereits in den Markt eingeführt. Hierbei werden die Motoreigenschaften durch den Einsatz von Permanentmagneten verbessert. Allerdings können diese Motoren nicht oder nur mit erheblichen Einschränkungen direkt am Versorgungsnetz betrieben werden. Zum Anlauf und zur Regelung wird daher zusätzliche Leistungselektronik (Frequenzumrichter, Anlaufsteller o. ä.) benötigt, welche die Gesamtkosten des Antriebs deutlich erhöht und im Vergleich zu einem direkt netzgespeisten Motor zusätzliche Verluste hervorruft. Man muss aber berücksichtigen, dass heute ohnehin schon mehr als ein Viertel aller neu verkauften Niederspannungs-Drehstrommotoren an Frequenzumrichtern betrieben werden – mit stark steigender Tendenz. Die Einführung einer Super-Premium-Motorenklasse für Antriebe im Leistungsbereich zwischen rund 0,1 und rund 10 kW wäre also ökonomisch und technisch durchaus sinnvoll und realisierbar. Eine wesentliche Marktverschiebung ist aber nur bei klarer politischer Unterstützung zu erwarten.

Großantriebe (typisch über 500 kW) werden nicht in Serie hergestellt, sondern individuell zwischen Kunden und Lieferanten verhandelt. Einsatzbereiche sind Großförder- und Verladeanlagen, Schiffsbau, Mühlen, aber auch Kompressoren und Pumpen in der Öl-, Gas- und Chemieindustrie oder in Kraftwerken. Meist stehen hier Preis und Lieferzeit im Vordergrund. Eine getrennte Evaluierung der Motorverluste durch den Kunden findet fast ausschließlich im Endkundengeschäft der Öl- und Gasbranche sowie bei den Energieversorgern statt, da die Stromkosten dort einen wesentlichen Teil der Betriebskosten der Anlage ausmachen. Motoren dieser Leistungsklasse haben im Allgemeinen einen Wirkungsgrad zwischen 95 % und 98,2 %, was kaum Raum für weitere Verbesserungen lässt. Daher sind im Bereich der Großantriebe wesentliche zusätzliche Impulse zur Energieeinsparung in der Zukunft nicht zu erwarten.

4.3.2 Getriebe

Der Wirkungsgrad von Getrieben mit abwälzender Verzahnung (Stirnrad, Kegelrad, Planeten) ist generell sehr hoch. Verluste entstehen in der Verzahnung, durch Reibung der Dichtungen und das Planschen des Schmieröls (abhängig von der Eintriebsdrehzahl). Pro Getriebestufe lassen sich Übersetzungen von rund 4 bis 10 realisieren. Für eine typische Abtriebsdrehzahl von 60 /min mit Antrieb durch einen Drehstrommotor (1500 /min) wird ein zweistufiges Getriebe benötigt, das einen Wirkungsgrad in einer Größenordnung von 95 % aufweist. Noch kleinere Drehzahlen lassen sich durch zusätzliche Getriebestufen realisieren, wobei der Wirkungsgrad dabei nur wenig sinkt. Potentiale zur Energieeinsparung sind bei diesen Produkten kaum auszumachen.

Bei Getrieben mit gleitender Verzahnung (Hypoid, Schnecken, Spiroplan) ergeben sich drehzahl- und übersetzungsabhängig deutlich höhere Verluste als bei Getrieben mit rein abwälzender Verzahnung. Dabei kann der Wirkungsgrad unter Umständen bei 50 % oder weniger liegen. Da diese Getriebe vor allem bei hohen Übersetzun-

gen (und damit niedrigen Abtriebsdrehzahlen) in der Regel kostengünstiger als stirnradverzahnte Getriebe sind, haben sie einen hohen Marktanteil. Technologisch ließen sie sich aber ohne Weiteres durch Kegelradgetriebe ersetzen. Aufgrund der Kostenproblematik wird dies in großem Umfang nur mit politischem Druck durchsetzbar sein.

Der Ersatz von Untersetzungsgetrieben durch elektrische Direktantriebstechnik kann nur bei relativ hohen Drehzahlen über etwa 500/min oder bei sehr niedrigen Drehmomenten wirtschaftlich und energetisch sinnvoll sein. Ein signifikanter Beitrag zur Energieeinsparung ist aus der langsam laufenden Direktantriebstechnik daher auch in Zukunft nicht zu erwarten. Allerdings kann beim Ersatz von Übersetzungsgetrieben durch schnell laufende Direktantriebstechnik dagegen meist eine deutliche Verbesserung des Gesamtwirkungsgrads erreicht werden.

4.3.3 Umrichter

Umrichter sind elektronische Geräte zur Umformung von elektrischer Energie, beispielsweise von Gleichstrom zu Wechselstrom beliebiger Spannung und Frequenz. Anwendungsfelder sind Frequenzumrichter für drehzahlveränderliche elektrische Antriebe, Wechselrichter zur Einspeisung regenerativer Energien ins Netz, Anlagen für die Hochspannungs-Gleichstromübertragung und vieles mehr. Wie bei den zuvor besprochenen Motoren reicht das Spektrum der Umrichterleistungen von wenigen Watt bis zu vielen 100 MW.

Der Übergang vom drehzahlfesten Antrieb ohne Umrichter zum drehzahlvariablen Antrieb mit Umrichter stellt in vielen Fällen einen entscheidenden Beitrag zur Energieeinsparung dar. Der Umrichter mit seiner Regelung wird dort zur Schlüsselkomponente. Pulswechselrichter mit Spannungszwischenkreis erreichen heute einen Wirkungsgrad im Bemessungspunkt von 97 bis 98 %, im Leistungsbereich unterhalb von 10kW zwischen 90 und 95 %. Bezogen auf die umgesetzte Energiemenge stellen Antriebe bis ca. 30 kW den größten Anteil.

Die Energiesparpotentiale von umrichtergespeisten Antrieben sind vielfältig und von bedeutender Größe. Bei Pumpen, Lüftern und Kompressoren lassen sich allein durch den Einsatz von Umrichtern im Vergleich zum drehzahlfesten Antrieb bis zu 40 % der eingesetzten Energie einsparen. Verlustarme Motorkonzepte mit Permanentmagneten, die insbesondere im Teillastbereich wesentlich bessere Wirkungsgrade erreichen als Induktionsmotoren, sind ohne Umrichter oder elektronische Kommutierung nicht einsatzfähig. Bei Anwendungen, in denen hinreichend viel Bremsenergie anfällt (z.B. Aufzüge), kann durch den vermehrten Einsatz von rückspeisefähigen Umrichtern eine weitere Effizienzsteigerung erreicht werden.

Potentiale zur Verbesserung des Wirkungsgrades von Umrichtern liegen im Wesentlichen bei den Leistungshalbleitern. Die weitere Senkung der Durchlass- und Schaltverluste wird bei Silizium-Leistungshalbleitern mittelfristig an Grenzen stoßen. Leistungshalbleiter aus Siliziumkarbid (SiC) werden die Schaltverluste weiter reduzieren.

Neben geringeren Schaltverlusten werden mit SiC auch wesentlich höhere Betriebstemperaturen möglich, was zu kompakteren Umrichtern und neuen Anwendungsmöglichkeiten führen wird.

Ein erheblicher Anteil der Schaltverluste wird durch das nichtideale Verhalten der beteiligten Dioden verursacht. Bei Verwendung von Dioden aus Siliziumkarbid (SiC) können die Einschaltverluste in etwa halbiert werden. Damit werden bereits heute wesentlich höhere Schaltfrequenzen ermöglicht, beispielsweise in Schaltnetzteilen und in Frequenzumrichtern kleiner bis mittlerer Leistung. Bezüglich der Schaltungstechnik ist der Zweipunkt-Pulswechselrichter mit Gleichspannungszwischenkreis zum Standard geworden. Für Antriebe mit besonders kleiner Induktivität und sehr hoher maximaler Grundfrequenz kommen auch Dreipunkt-Wechselrichter zum Einsatz.

4.3.4 Geregelte Antriebe

Laut ZVEI könnten 5,5 TWh durch Energiesparmotoren und 22 TWh durch Frequenzumrichter als Energiesparpotential realisiert werden, wobei heute nur etwa 12 % der in Deutschland installierten Motorleistung drehzahl geregelt ausgeführt ist, dies aber für rund die Hälfte aus energetischer Sicht sinnvoll wäre.

Bisher wird bei der Anlagenplanung jedoch viel zu selten eine einheitliche energetische Analyse des Gesamtsystems bestehend aus Antriebsmotor, Stellgliedern, Mechanikkomponenten (Getrieben) und Arbeitsmaschinen/Prozessen durchgeführt. Das vom ZVEI abgeschätzte Einsparpotential durch Effektivitätssteigerung räumt der Optimierung des Gesamtsystems (60 %) den größten Anteil gegenüber der Drehzahlregelung (30 %) und dem Einsatz wirkungsgradoptimierter Motoren (10 %) ein.

Als erfolgreiche Beispiele zum energiesparenden Einsatz drehzahl geregelter Antriebe werden z.B. die Substitution der mechanischen Drosselung von Pumpen- und Lüfteranlagen und die Bypassregelung von Kohlemühlen angegeben.² Die größten Einsparungen sind bei Anwendungen zu erreichen, bei denen systembedingt die größten Abweichungen der Kennlinien des Antriebssystems und des Verbrauchers vorliegen.

Drehzahl geregelte Antriebe lassen sich auch zur Steigerung der Energieeffizienz für Anwendungen mit periodischen Anfahr- und Bremsvorgängen nutzen. Eine elektronische Drehzahlregelung sorgt z.B. für eine verlustarme Beschleunigung. Die Energierückspeisung über Rückspeisestromrichter kann bei Anwendungen mit häufigen Bremszyklen, wie sie z.B. in Hebezeugen und Zentrifugen anzutreffen sind, eine zusätzliche Energieeinsparungen je Antrieb in der Größenordnung von 2 bis 4 % bringen.

Antriebe werden überwiegend für zeitoptimale Bewegungsvorgänge konzipiert und für vorgegebene Beschleunigungszeiten ausgelegt. Der Übergang von zeitoptimalen zu energieoptimalen Stellbewegungen würde zu spürbaren Energieeinsparungen in

² siehe RAVEL-Studie

der Produktionstechnik bei Werkzeugmaschinen- und Roboterantrieben führen. Während eine energieoptimale Bewegung zum Beispiel 22 % mehr Zeit in Anspruch nimmt, entstehen im Vergleich zum zeitoptimalen Verlauf nur 41 % der Verlustenergie. Auch bei gleicher Zeitvorgabe, aber 50 % mehr Beschleunigungsmoment würde die energieoptimierte Bewegung im Vergleich nur auf 75 % der Verlustleistung kommen. Im Folgenden werden beispielhaft die Energieeinsparpotenziale zweier branchenspezifischer Anwendungen, Druckluftanlagen und Haushaltsgeräte, aufgezeigt.

In fast jedem produzierenden Unternehmen ist eine Druckluftanlage installiert. In Deutschland sind das etwa 62.000 Druckluftanlagen. Sie dienen zum Antrieb von Montage- und Bauwerkzeugen oder stellen Prozess- und Förderluft bereit. Der Stromverbrauch beträgt etwa 14 TWh. Die Energieeinsparpotentiale bei Druckluftanlagen durch drehzahlvariable Antriebe werden [76] für 25 % der Neuanlagen oder Ersatzinvestitionen zu einem 15-prozentigen Anteil an Effizienzgewinn führen, was einem gesamten Effizienzpotential von 3,8 % entspricht. Der Einsatz effizienter und übergeordneter Steuerungen in 20 % der Neuanlagen mit einem 12-prozentigen Effizienzgewinnanteil führt zu einem Gesamtpotential von 2,4 %. Im Vergleich dazu führt der Einsatz hocheffizienter Antriebsmotoren in 25 % der Neuanlagen bei einem Effizienzgewinn von 2 % lediglich zu einem Gesamtpotential von 0,5 %.

Neben den Verlusten im Betrieb treten erhebliche Verluste auch in den Ruhezeiten des Druckluftnetzes auf. Die Leckageverluste entstehen zu 95 % im Leitungsnetz und in den Verbrauchern. Es ist sinnvoll, die Druckluft komplett oder zumindest teilweise automatisch aus- und einzuschalten.

Mit ca. 32 TWh entfiel in 2000 ein Viertel des Stromverbrauchs in Haushalten in Form von mechanischer Energie auf ca. 100 Mio. Haushaltgeräte, die mittels elektrischer Kleinantriebe betrieben werden. Deren Wirkungsgrad kann bis zu 85 % (permanent erregte Motoren) betragen; überwiegend werden heute jedoch Einphasen-Induktions- oder Universalmotoren mit 40 bis 75 % Wirkungsgrad eingesetzt. Nach [77] sind die Energieeinsparpotenziale im Kleinmotorenbereich für Haushaltgeräte mit ca. 8,2TWh/a zu beziffern.

4.3.5 Netzteile

Die in vielen Verbrauchern enthaltene Elektronik arbeitet mit einer deutlich geringeren Spannung als der üblichen Netzspannung von 230 V. Netzteile haben die Aufgabe, die Netzspannung in diese geringere interne Spannung umzuwandeln. Dabei sind die früher üblichen 50-Hz-Transformatoren mit Linearreglern in neueren Geräten fast völlig durch Schaltregler ersetzt worden, zumeist mit Primärreglern, die den 50-Hz-Transformator durch einen viel kleineren HF-Trafo ersetzen. Die Geräte sind heute fast ausschließlich mit Weitbereichseingang ausgelegt, um weltweite Netzspannungen abzudecken. Basierend auf den Anforderungen des Energy Star-Programms wird der durchschnittliche Wirkungsgrad (AVG) bei jeweils 25 %, 50 %, 75 % und 100 % Last gemessen und gemittelt. Damit wird der Optimierung des Wirkungsgrades im Teillastbereich eine erhöhte Bedeutung beigemessen.

Die Geräte sind heute primär auf Kosten optimiert: Auf der Primärseite werden daher kostengünstige Bipolar-Schalttransistoren verwendet. Die Ansteuerungsverlustleistung reduziert jedoch den Wirkungsgrad bei Vollast. Somit liegen die durchschnittlichen Wirkungsgrade vielfach unter 70 %. Verbesserungspotential liegt in der Nutzung der FET-Technologie für den Schalttransistor und eines Synchrongleichrichters anstelle von Schottkydioden auf der Sekundärseite. Der Wirkungsgrad kann dadurch um bis zu 15 % verbessert werden. Bei Netzteilen mit Leistungen über 10 W reduziert sich das Verbesserungspotential, da auch schon heute ein FET-Schalttransistor zum Einsatz kommt. Im Leistungsbereich oberhalb von 65 W dominieren die Verluste der zusätzlichen PFC-Stufe, insbesondere bei niedrigen Netzspannungen. Hier verspricht eine mehrphasige Auslegung der Boost-Stufe mit variabler Zwischenkreisspannung und leistungsselektiver Phasenabschaltung eine nennenswerte Wirkungsgradverbesserung.

4.3.6 Beleuchtung

Der Anteil der Beleuchtung am Gesamtstromverbrauch in Deutschland lag 2005 bei 9,8 %, d.h. bei nahezu 50 TWh. Davon entfielen auf den Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistung über 50 %, jeweils knapp 25 % wurden in den Sektoren Industrie und Haushalt verbraucht.

Über einen großen Zeitraum hinweg war die technologische Entwicklung im Bereich der Beleuchtung durch kontinuierliche Weiterentwicklung der verfügbaren Technologien geprägt. Große Innovationsschritte blieben eher selten. Das hat sich im letzten Jahrzehnt wesentlich geändert. Insbesondere war die Entwicklung getrieben durch höhere Effizienz und mehr Komfort. Ansatzpunkte zur weiteren Steigerung der Effizienz sind u.a. auf folgenden Feldern zu erwarten:

- Wahl der Leuchtmittel
- Optimierung und Innovation bei den Vorschaltgeräten
- Bessere Nutzung des Tageslichtes
- Anpassung der Beleuchtungsstärke an den wirklichen Lichtbedarf

Die Auswahl des geeigneten Leuchtmittels stellt ein erhebliches Einsparpotential dar. Während eine Glühlampe eine spezifische Beleuchtungseffizienz von etwa 10 lm/W aufweist, kommt eine Kompaktleuchtstofflampe auf 50 lm/W, die Lichtausbeute wird also auf das Fünffache gesteigert. Gleichzeitig wird die Lebensdauer wesentlich verlängert. Natrium-Hochdruck-Dampflampen erreichen bis zu 150 lm/W.

Ein weiterer Technologiesprung in der Wahl der Leuchtmittel erfolgt durch den Einsatz von halbleiterbasierten Lampen, den sogenannten LED (light emitting diode), die in den OLED (organic light emitting diode) eine weitere Verbesserung in Lichtausbeute und Lebensdauer erfahren werden. Während LEDs eine Beleuchtungseffizienz von bis zu 100 lm/W erreichen, werden von OLEDs in Zukunft noch höhere Ausbeuten erwartet. Der Einsatz von LEDs verspricht darüber hinaus höhere Flexibilität in

den unterschiedlichen Einsatzbereichen bis hin zu flächenartig ausgedehnten Lichtquellen statt bisheriger punkt- oder linienförmiger Bestrahlung.

Vorschaltgeräte stellen eine weitere wesentliche Quelle zur Steigerung der Energieeffizienz im Bereich der Beleuchtung dar. Mit dem Einsatz von Leistungselektronik können ihre Funktionseigenschaften gezielt verbessert werden.

Durch eine mikroprozessorgeführte Steuerung können verschiedene Maßnahmen zu einem energieeffizienten Gesamtbeleuchtungskonzept für den jeweiligen Anwendungsbereich kombiniert werden. Beispielhaft seien die nachstehenden Maßnahmen genannt:

- Einsatz von Lichtsensoren zur tageslichtabhängigen Steuerung der Beleuchtung
- Bewegungssensoren zur Ein- und Ausschaltung
- Verlängerung der Leuchtenlebensdauer durch Regelung
- Einbindung der Beleuchtung in das Gesamtenergiemanagement eines Betriebes oder Haushalts.

In Summe bestehen im Bereich der Beleuchtung noch sehr große Einsparpotentiale. Der ZVEI schätzt, dass 75 % der heutigen Beleuchtungssysteme ineffizient sind. In einer Studie für die Enquete-Kommission des Deutschen Bundestages errechnet das ISI ein technisches Einsparpotential von 78 % und ein wirtschaftliches Einsparpotential von 56 %. Die Einsparpotentiale soll beispielhaft anhand einer technologischen Roadmap der Firma Osram im Bild 4 aufgezeigt werden.

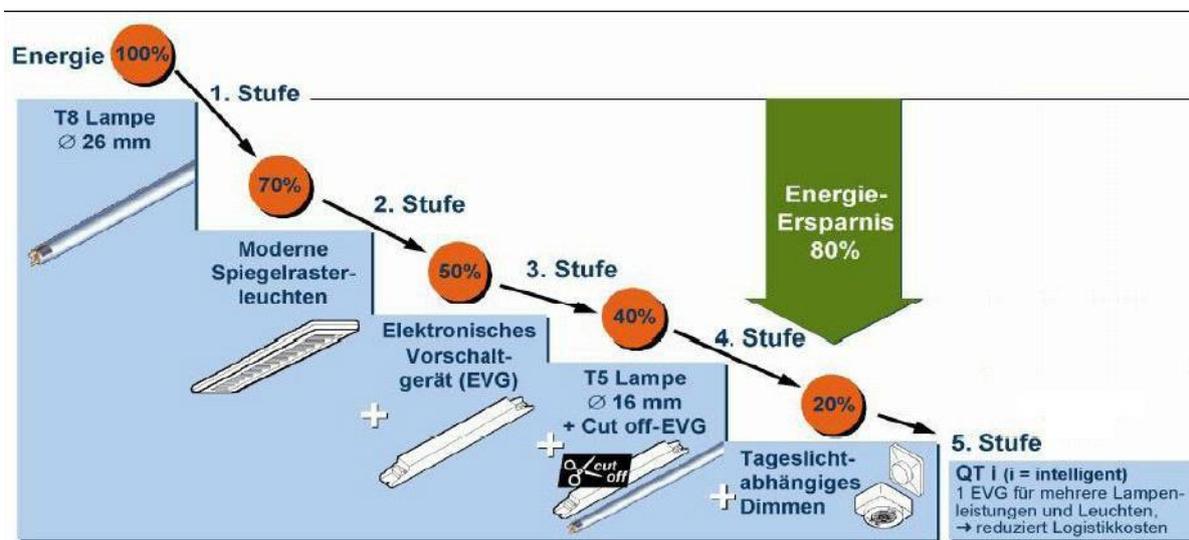


Bild 4: Energiesparpotentiale eines Beleuchtungssystems³

³ Quelle: Osram

4.3.7 Stand-by

Viele elektronische Geräte besitzen einen Bereitschaftsmodus, dem sogenannten Stand-by-Betrieb, aus dem sie in kurzer Zeit in den produktiven Zustand wechseln können. Häufig fehlt bei diesen Geräten ein Ausschalter, der die Stromversorgung unterbricht. Der Anteil des Stand-by-Verbrauchs ist im Haushalt besonders hoch.

Es gibt zahlreiche Beispiele, wie sich die Stand-by-Verluste in Computer, Set-Top-Boxen, Kaffeemaschinen oder mobilen Geräten verringern lassen. Bei einer Untersuchung in der Schweiz [78] wurde z. B. ermittelt, dass der Stand-by-Verlust von Aufzügen zwischen 25 % und 80 % des Gesamtverbrauches ausmachen kann. Die Verluste pro Aufzug betragen typisch 90 bis 200 W, in Krankenhäusern bis 500 W. Einsparpotentiale sind vorhanden durch das Abschalten des Kabinenlichtes, durch Türschließenrichtungen, die keine permanente Kraft erfordert, durch Ausschalten der Frequenzumrichter und der Steuerung sowie effizientere Netzteile und durch Einsatz von rückspeisefähigen Umrichtern. Bei der Neuausrüstung mit Aufzügen ist eine sorgfältige Ermittlung des Transportvolumens, der erforderlichen Geschwindigkeit u.a. erforderlich.

Im Stand-by-Betrieb wird zur Aufrechterhaltung der minimalen Funktionen elektrische Energie benötigt. Unter dem Gesichtspunkt des Energiesparens verdient dieser Betrieb besondere Beachtung durch die langen Laufzeiten von typisch ca. 20 Stunden pro Tag. Über die gesamte Lebensdauer eines Gerätes gesehen ist der Stromverbrauch im Stand-by-Betrieb oft sogar höher als der im produktiven Betrieb.

Zur Energieeinsparung bieten sich folgende Maßnahmen an:

1. Geräte vom Netz trennen, z.B. durch schaltbare Steckdosenleisten.
2. Verringerung der Stromaufnahme im Stand-by-Modus.

Die erreichbaren Einsparungen sind insbesondere im ersten Fall vom Anwenderverhalten abhängig. Größere Erfolge ließen sich erreichen, wenn hier Erleichterungen vorgesehen würden. Beispielsweise könnten Fernseher, die zumeist noch einen Ausschalter haben, mit einer ebenfalls damit verbundenen Steckdose ausgerüstet werden. Die Versorgung der Zubehörgeräte (Set-Top-Box, aktive Antenne, schnurloser Kopfhörer etc.) über diese Steckdose würde automatisch zu Energieeinsparungen führen. Eine solche Steckdose könnte auch ähnlich arbeiten wie Steckdosenleisten für den PC, die erst beim Einschalten des Hauptgerätes die Peripheriegerätesteckdosen zuschalten. Maßnahmen mit dem Ziel der Verringerung der Stromaufnahme im Bereitschaftsmodus sind zum einen in der Gerätetechnik selbst, zum anderen in der Stromversorgung (s. o.) möglich. Die erforderlichen Techniken sind vorhanden.

Es zeigt sich, dass heute mit einem Stand-by-Verbrauch von bis zu 100 Watt pro Haushalt gerechnet werden muss. Durch den Einsatz verbrauchsarmer Geräte und energiesparendes Verhalten könnte dieser bis auf unter 20 Watt gesenkt werden. Eine vorsichtige Einschätzung unter der Annahme, dass heute bereits teilweise Strom

sparende Geräte und schaltbare Steckdosen im Einsatz sind, die Möglichkeiten nie voll ausgeschöpft werden können und außerdem die meisten Haushalte nicht die oben zugrunde gelegte Ausbaustufe erreichen, ergibt ca. 5 – 10 TWh als Einsparpotential deutschlandweit, entsprechend immerhin 1 – 2 % des gesamten Stromverbrauchs in Deutschland. In Handel und Gewerbe ist die Situation ähnlich wie in den Haushalten. Die Betriebsdauer einzelner Geräte ist aber deutlich höher, was bei Geräten ohne Ausschalter zu verringerten Stand-by-Zeiten führt. Gleichwohl sind hier zusätzliche elektrische Verbraucher mit hohem Stand-by-Anteil wie z. B. Kopierer oder Fax vorhanden. Eine Abschätzung liefert Tabelle 5.

Tabelle 5: Entwicklung des Strombedarfs (in GWh) für IuK-Geräte und zugehörige Infrastruktur in Büros in Deutschland 2005 bis 2010 [79]

2005	Normalbetrieb	Stand-by	Sleep	gesamt
IuK-Endgeräte	4.330	2.759	516	7.605
Infrastruktur	7.454	273	0	7.727
gesamt	11.784	3.032	516	15.332
2010				
IuK-Endgeräte	4.463	2.687	479	7.629
Infrastruktur	10.829	273	0	11.102
gesamt	15.292	2.960	479	18.731
Anstieg	+30%	-2%	-7%	+22%

In [80] wurden 1997 für ein abgeschlossenes Versorgungsgebiet (Stadt Dortmund) Aussagen über die elektronischen Dauerverbraucher gemacht. Grundlage war eine empirische Untersuchung von Haushalten mit Befragung und Messung des Stromverbrauchs der elektronischen Dauerverbraucher. Damit wurde auch ermittelt, welche Geräte wie häufig in Haushalten vorhanden sind (Sättigungsgrad) und wie lang die typischen Einschaltzeiten sind (Nutzungsgrad). Parallel dazu wurden Marktrecherchen über typische Stromverbräuche in den Modi Aus und Stand-by durchgeführt.

Auf der Grundlage der erhobenen Daten wurden Hochrechnungen erstellt, die das Gesamtszenario des durch die elektronischen Dauerverbraucher verursachten Energieverbrauchs beleuchten. Als wesentliche Ergebnisse hinsichtlich der Einsparpotentiale im Erhebungsgebiet Dortmund sind zu nennen:

- Die elektrischen Dauerverbraucher führten zu einem Energieverbrauch in einem Haushalt von 167 kWh/a. Hochgerechnet auf Deutschland ergibt dies 6 TWh/a, entsprechend 685 MW Dauerleistung.
- Würden alle elektrischen Dauerverbraucher eines Haushalts gleichzeitig an das Stromnetz angeschlossen sein, ergäbe sich eine durchschnittliche Anschlussleistung von 127 W.

- Rund 75 % der Energie wird durch folgende Geräte verbraucht: Videorekorder (29 %), TV (25 %), Satellitenreceiver (8 %), Stereoanlagen (5 %), Funktelefon (5 %), Uhrenradio/Radiowecker(4 %).
- Der Anteil der Unterhaltungsgeräte an der im Dauerbetrieb verbrauchten Energie beträgt dabei 80 %.
- Maßnahmen zur Verringerung des Verbrauchs sind der Einsatz von ausschaltbaren Steckdosenleisten oder das Ziehen des Steckers. Dadurch könnte der Energieverbrauch um 77 % gesenkt werden.
- In der Erhebung wurden auch die Leistungen der Geräte im, Aus'- und im Stand-by-Betrieb gemessen. Ein Vergleich mit den energieeffizientesten Geräten auf dem Markt ergab, dass bei vollständigem Umstieg der Verbrauch der elektrischen Dauerverbraucher pro Haushalt von 167 auf 42kWh/a, d.h. um 75 %, sinken könnte.

4.4 Wärmeversorgung / Speicherheizungen

4.4.1 Fernwärmesysteme der Zukunft

Ziel der europäischen Politik ist die Senkung der CO₂-Emissionen bei gleichzeitiger Verringerung der Abhängigkeit von Energieimporten. Für die deutsche Regierung bedeutet dies, bis zum Jahr 2020 die CO₂-Emissionen im Vergleich zu 1990 um 30 % zu mindern.

Als entscheidend für die Erreichung der in Kapitel 2.6 genannten Ziele werden die Verbesserung der Energieeffizienz und die Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien an der Energieversorgung angesehen.

Die Umsetzung dieser Zielstellungen erfordert Maßnahmen in allen Bereichen des Wärmemarktes. Nicht nur technische Verbesserungen sind erforderlich, in vielen Fällen werden im Bereich der Erzeugung neue Technologien benötigt, die einen flexiblen Einsatz unterschiedlichster Energieträger erlauben. Weiterhin ist entscheidend, dass die erzeugten Energien effizient und kostengünstig transportiert werden können. Der Wärmeverteilung fällt damit eine wesentliche Bedeutung zu.

Ist-Zustand

Die Wärmeversorgung war in der Vergangenheit durch einen kontinuierlichen Ausbau der Fernwärme aus KWK-Systemen gekennzeichnet. Trotz dieses Umstandes ist in den letzten Jahren die Netzeinspeisung von KWK-Wärme nicht nennenswert gewachsen (Tabelle 6, Zeile 3). Ursachen hierfür sind die Bemühungen zur Energieeinsparung und der Rückbau der Versorgungssysteme als Folge des Stadtumbaus Ost.

Tabelle 6: Wärmebereitstellung aus KWK und erneuerbaren Energien [75], [76], [77].

		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007 ⁴⁾	2020 ⁴⁾	
1	Wärmeabsatz Deutschland inkl. Prozesswärme	GWh	1.462.205	1.536.447	1.487.897	1.523.391	1.510.000	1.505.759	1.448.466	1.366.636	1.200.812
2	KWK-Wärme-/Stromerzeugung										
3	KWK-Wärmenetzeinspeisung	GWh	121.079	122.252	120.790	123.696	120.317	121.862	128.295	114.977	237.575
4	KWK-Wärmeanteil am Wärmemarkt	%	8,3%	8,0%	8,1%	8,1%	8,0%	8,1%	8,9%	8,4%	19,8%
5	KWK Stromerzeugung	GWh	59.987	60.194	57.992	60.311	58.467	61.604	63.284	58.124	178.864
6	KWK Stromerzeugung an der Strombeschaffung	%	10,3%	10,3%	9,7%	10,0%	9,7%	10,1%	10,3%	9,3%	24,8%
7	Energieeinsparung durch KWK gegenüber getrennter Erzeugung	%	20,1%	20,4%	20,9%	20,8%	20,9%	20,2%	20,9%	20,9%	34,3%
	CO₂-Einsparung durch KWK										
8	CO ₂ -Einsparung durch KWK m. Kernenergie ²⁾	t CO ₂	8.747.128	8.977.614	9.938.155	9.823.451	9.601.662	10.427.336	11.232.174	11.456.292	67.108.821
9	CO ₂ -Einsparung (Stilllegung Kernenergie - Ersatz durch Steinkohle)	t CO ₂	24.954.984	25.241.399	24.090.645	25.067.532	24.379.658	24.387.451	25.572.995	22.601.447	99.690.760
10	CO ₂ -Minderung m. Kernenergie	%	13%	13%	15%	15%	15%	16%	17%	17%	40%
11	CO ₂ -Minderung o. Kernenergie (Ersatz d. Steinkohle)	%	30%	30%	30%	30%	30%	29%	30%	29%	50%
	Wärme aus erneuerbaren Energien										
12	Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien ¹⁾	GWh	57.026	58.385	58.028	70.076	73.990	81.311	84.011	90.198	168.114
13	Anteil REG Wärme am Wärmemarkt	%	3,9%	3,8%	3,9%	4,6%	4,9%	5,4%	5,8%	6,6%	14,0%
14	CO ₂ -Einsparung gegenüber Erdgas und Öl	t CO ₂	11.085.854	11.350.044	11.280.643	13.622.774	14.383.656	15.806.858	16.331.738	17.534.491	32.681.306
15	CO ₂ -Einsparung gegenüber Erdgas und Öl	%	74,8%	74,8%	74,8%	74,8%	74,8%	74,8%	74,8%	74,8%	74,8%
	Wärme KWK und erneuerbare Energien gesamt										
16	Summe Wärme KWK und Wärme REG	GWh	178.105	180.637	178.818	193.772	194.307	203.173	212.306	205.175	405.689
17	Anteil an der Wärmeversorgung gesamt	%	12,2%	11,8%	12,0%	12,7%	12,9%	13,5%	14,7%	15,0%	33,8%
18	Energieeinsparung	%	7,8%	7,5%	7,8%	8,6%	8,9%	9,4%	10,3%	11,1%	32,3%
19	CO ₂ -Einsparung m. Kernenergie ⁴⁾	%	5,0%	4,8%	5,2%	5,6%	5,8%	6,4%	7,0%	7,8%	30,4%
20	CO ₂ -Einsparung (Stilllegung Kernenergie - Ersatz durch Steinkohle) ⁴⁾	%	9,1%	8,8%	8,8%	9,4%	9,5%	9,9%	10,7%	10,9%	40,7%

Quelle:

1) Quelle BMU: Erneuerbare Energien in Zahlen Juni 2008

2) AGFW-Branchenreport 2007: KWK-Erzeugung: Anteil Erdgas 44 %, Anteil Kohle 34 %, Anteil Sonstige 22 %

3) Zahlen KWK für 2007 geschätzt

4) Bewertet mit Mix aus Erdgas und Heizöl

5) UBA, Climate Change, Juli 2007

6) Eigene Berechnungen

Wie Zeilen 1 und 3 der Tabelle 6 zeigen, war im Jahre 2007 der gesamte Wärmeabsatz in Deutschland und damit auch die KWK-Wärmenetzeinspeisung im Vergleich zu 2006 rückläufig. Dies ist auf den sehr milden Winter 2007 zurückzuführen. Wie Zeile 4 weiterhin zeigt, lag der Marktanteil der KWK-Wärme bezogen auf den gesamten Wärmeabsatz inklusive Prozesswärme im Jahre 2007 bei 8,4 %. Dem entspricht bei der Strombeschaffung ein Marktanteil von etwas mehr als 9,3 % (Zeile 6).

Mit der Wärmeversorgung aus KWK-Anlagen ist eine nennenswerte Energieeinsparung verbunden. Gegenüber der getrennten Erzeugung von Strom und Wärme liegt die Einsparung bis 2007 bei ca. 20 % (Zeile 7). Im Vergleich hierzu ist der Einspareffekt beim CO₂ mit etwa 17 % etwas geringer (Zeile 10), da bei der gekoppelten Erzeugung nur fossile Energieträger (vorrangig Gas und Kohle) zum Einsatz kommen, bei der getrennten Erzeugung aber zu einem größeren Anteil Kernenergie.

Ein rechnerischer Vergleich, der von der Stilllegung der Kernenergie ausgeht, zeigt, dass bei einem Ersatz der Kernenergie durch Steinkohleanlagen auch beim CO₂ von erheblichen Einspareffekten auszugehen ist (Zeile 11). Im Durchschnitt ist bis 2007 eine Einsparquote von 29 % zu erwarten. Die KWK stellt damit ein wichtiges Element

zur Senkung der CO₂-Emissionen dar und könnte für das Erreichen der politischen Ziele entscheidend sein.

Die politischen Vorgaben sehen eine Zunahme des KWK-Erzeugungsanteils an der Strombeschaffung von 25 % bis zum Jahr 2020 vor. Ein entsprechender Ausbau würde, wie in Tabelle 6 dargestellt, zu einer deutlichen Marktverschiebung führen. Der Marktanteil im Wärmebereich erhöht sich auf fast 20 %. Hiermit verbunden ist eine nachhaltige Energieeinsparung bzw. CO₂-Reduktion. Wie in Tabelle 6 dargestellt, führt der KWK-Ausbau gegenüber der getrennten Erzeugung zu einer Energieeinsparung von fast 34 %, beim CO₂ ist sogar von einer Reduktion um ca. 50 % auszugehen. Dies entspricht einer CO₂-Einsparung von rd. 100 Mio.t. Diese positive Entwicklung ist auf den Umstand zurückzuführen, dass neue hocheffiziente Erzeugungsanlagen mit GuD-Technologie zum Einsatz kommen und diese vorrangig mit Erdgas betrieben werden.

Zeile 11 der Tabelle unterstreicht die große Bedeutung der KWK, wenn es zu einer Stilllegung der Kernenergieanlagen kommen sollte. Gegenüber einem dann unterstellten verstärkten Einsatz von Steinkohlekraftwerken bietet die KWK ein CO₂-Einsparpotenzial, das in der vorliegenden Größenordnung nur schwer mit anderen Maßnahmen zu erreichen ist.

Wie Tabelle 6 Zeile 12 zeigt, konnten die erneuerbare Energieträger (REG) ihren Marktanteil an der Wärmeversorgung seit 2000 kontinuierlich ausbauen. Lag die Wärmeeinspeisung im Jahre 2000 noch bei ca. 53.000 GWh (3,5 %), liegt der Versorgungsbeitrag im Jahr 2007 bereits bei rd. 90.000 GWh (6,6 %). Dies spiegelt sich wider in einer entsprechend hohen CO₂-Ersparnis (Zeile 14). Gegenüber 2000 mit 12 Mio. t ist im Jahre 2007 von einem über 50 % größeren Wert auszugehen.

Mit dem geplanten Ausbau der Wärmeversorgung aus erneuerbaren Energieträgern auf ca. 14 % bis 2020 ist auch hier eine nachhaltige CO₂-Minderung gegeben. Die Umsetzung dieser Vorgabe lässt eine Einsparung an CO₂ von rd. 32 Mio. t/a im Zieljahr erwarten.

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass der Marktanteil der Wärmeerzeugung auf Basis der KWK und erneuerbaren Energien im Jahr 2007 mit rd. 15 % zu veranschlagen ist (Zeile 17). Hieraus resultiert, bezogen auf den gesamten Wärmemarkt, eine Einsparung von ca. 11 % bzw. eine CO₂-Reduktion von rd. 8 %. Für das Zieljahr 2020 ist von einer Einsparung von 32 % bzw. 30 % beim CO₂ auszugehen. Der im Vergleich zu der derzeitigen Versorgungssituation sehr hohe Marktanteil ist neben dem forcierten Ausbau auf dem Umstand zurückzuführen, dass verstärkte Energieeinsparmaßnahmen zu einem Schrumpfen des Wärmemarktes führen werden. Als Folge nimmt die Bedeutung der Wärme aus KWK und erneuerbaren Energien nachhaltig zu.

Die große Bedeutung der KWK für die CO₂-Bilanz wird deutlich, wenn eine fiktive Stilllegung der Kernkraftwerke unterstellt und die fehlende Erzeugungsmenge durch Steinkohlekraftwerke ersetzt wird. Im Jahr 2020 ist dann von einer CO₂-Minderung

durch KWK und erneuerbare Energien um fast 40 % bezogen auf den gesamten Wärmemarkt auszugehen. Der Ausbau der erneuerbaren Energien im Wärmemarkt sowie die Nutzung der KWK können somit nachhaltig zur Umsetzung der Regierungsvorgaben beitragen.

Die Umsetzung der politischen Vorgaben erfordert im großen Maße den Ausbau der Fernwärmeversorgungssysteme sowie die Errichtung dezentraler Energieversorgungssysteme. Inwieweit dies ohne Ordnungsmaßnahmen oder Ausweisung von Vorranggebieten für KWK-Systeme möglich ist, erscheint fragwürdig. Die Erwartung, dass der industrielle Bereich zu dieser Entwicklung einen maßgeblichen Beitrag leisten könnte, ist zweifelhaft. Da in der Wirtschaft bei Investitionsgütern von kurzen Abschreibungszeiträumen (ca. 4 Jahre) ausgegangen wird, Energieversorgungssysteme aber den langfristigen Investitionsgütern zuzurechnen sind, ist ein entsprechender Beitrag der Wirtschaft nicht sehr wahrscheinlich. Dies gilt umso mehr unter dem Einfluss der derzeitigen Finanzkrise. Denkbar ist aber ein Betrag der Wirtschaft durch Contracting-Projekte. Dies würde auch im industriellen Bereich die Umsetzung energieeffizienter Projekte ermöglichen.

Eine wichtige Voraussetzung für die erfolgreiche Umsetzung der politischen Vorgaben ist neben der Errichtung der Erzeugungsanlagen der Ausbau der Wärmeverteilungssysteme. Hierauf wird im Folgenden eingegangen.

Nachfrageseite

Die Senkung des Gebäudewärmebedarfs liegt im Schwerpunkt der Diskussion. Über Sanierungsmaßnahmen soll der Bedarf sukzessive soweit reduziert werden, dass der energetische Zustand einem Niedrigenergiehaus (spezifischer Wärmebedarf ca. 50 kWh/m²/a) sehr nahe kommt. Angestrebt wird hierbei, die mit der Sanierung verbundenen finanziellen Aufwendungen möglichst durch Einsparungen bei den Energiekosten auszugleichen. Effizienzsteigerungen sollen nach Möglichkeit nicht zu Mehrbelastungen für den Verbraucher führen.

Der Energieausweis stellt ein wichtiges Mittel zur Umsetzung dieser Ziele dar. Er informiert den Nutzer über den energetischen Zustand des Gebäudes, sodass diesem eine belastbare Information über die tatsächlichen Energiekosten zur Verfügung steht. Derzeit hat der Hauseigentümer noch die Wahl, diesen Nachweis über den Energieverbrauch oder den tatsächlichen Wärmebedarf des Gebäudes zu erbringen. Langfristig ist jedoch zu erwarten, dass der Bedarfsnachweis als die objektivere Information Standard wird. Versorgungsspezifische Einspareffekte, wie z.B. bei der KWK, könnten damit ihre Bedeutung verlieren. Der reale Bedarf wird zur Grundlage zukünftiger Energieversorgungstechnologien.

Wärmeverteilungssysteme der Zukunft

Aussagen zu den zukünftigen Wärmeverteilungssystemen erfordern eine ganzheitliche Betrachtung. Dies impliziert die Einbindung der Erzeugung. Eine Beschränkung der Diskussion auf die Verteilungsebene allein reicht nicht aus.

Erzeugung

Veränderungen des Marktes zeigen, dass wir von sinkenden Bedarfswerten bei gleichzeitig deutlich steigenden Energiepreisen ausgehen müssen. Zu beobachten ist weiterhin, dass in zunehmendem Maße erneuerbare Energien zum Einsatz kommen. Hierzu zählen aufbereitete Biogase - entweder direkt oder indirekt durch Einspeisung in das Erdgasnetz -, die Solarthermie, die Nutzung von Abwärmequellen z.B. mittels Abwasserwärmepumpen, sowie der Ausbau von Wärmerückgewinnungssystemen. Mit zunehmender Durchdringung der fluktuierenden Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien könnte das Thema Elektroheizung wieder interessant werden, bieten diese Systeme doch ein großes Potential zum dann dringend gebotenen Lastmanagement. Diesen Entwicklungen ist bei der Bewertung zukünftiger Versorgungskonzepte Rechnung zu tragen.

Generell sollte gelten, dass diejenigen Systeme bevorzugt zum Einsatz kommen, mit denen sich erneuerbare Energie nutzen oder die Energieausnutzung des Brennstoffes deutlich steigern lassen. Im Fokus steht hierbei auch der Ausbau der KWK. Dies setzt jedoch voraus, dass angestrebte Effizienzverbesserungen auf der Nachfrageseite bei der Ausbauplanung vorrangig Berücksichtigung finden. Bei der Ausbauplanung empfiehlt sich zur Risikominderung ein modularer Ausbau, d.h. eine Netzentwicklung in kleineren Einheiten, sodass sich die Systeme später zu Fernwärmeverbundnetzen erweitern lassen. Umgekehrt kann aber auch zur Minderung der Netzverluste ein Rückbau größerer Wärmeversorgungssysteme, d.h. Abtrennung von Teilen des Fernwärmeverbundnetzes und ihre Umwandlung zu einer Nahwärmeverversorgung, vorteilhaft sein. Alternativ ist zu prüfen, ob eine Objektversorgung energetische Vorteile bietet. Nach [83] kann unter Effizienzgesichtspunkten eine dezentrale Versorgung gegenüber der leitungsgebundenen Versorgung (Nah- und Fernwärme) vorteilhaft sein. Generell ist hierbei festzustellen, dass eine Politik, die mögliche Effizienzverbesserungen auf der Nachfrageseite vernachlässigt, um die Wirtschaftlichkeit der KWK-Erzeugungssysteme zu sichern, einem zukunftsgerichteten Anspruch nicht gerecht wird.

Bei der Wärmebereitstellung ohne KWK sollten Erdgas- und Heizölanlagen mit Brennwertnutzung (Nutzung des oberen Heizwertes) zukünftig den Vergleichsmaßstab bilden. Hausinterne Verteilungssysteme sind dabei bevorzugt als Niedertemperaturverteilungssysteme auszulegen, entweder in Form einer Fußbodenheizung oder als großflächige Radiatoren, sodass auch bei geringen Wassertemperaturen eine ausreichende Beheizung der Nutzungsräume möglich ist.

Für Systeme, die eine direkte Verwertung erneuerbaren Energien vorsehen, wie z.B. Biomassensysteme oder Pelletheizungen, ist zu fordern, dass sie in Bezug auf die Brennstoffqualität eine hohe Flexibilität zulassen. Die Beschränkung auf nur eine Brennstoffart beinhaltet die Gefahr, dass es bei einer Marktverknappung schnell zu deutlich steigenden Erzeugungskosten kommt.

Für solarthermische Systeme ist zu fordern, dass sie sich gut in bestehende Systeme integrieren lassen. Generell gilt hierbei, dass mit zunehmender Leistung von sinkenden Herstellungskosten und größeren Solarerträgen auszugehen ist. Dies bedeutet die Vorhaltung ausreichender Speichermöglichkeiten, damit die Solaranlage bei freien Kapazitäten auch einen Beitrag zur Heizwärmebereitstellung leisten kann. Dies impliziert aber auch bei größeren solarthermischen Anlagen, z.B. für die Versorgung von Siedlungen, den Aufbau eines eigenen Verteilungssystems, um die Wärme zentralen Speichern zuführen zu können. Das Wärmeverteilungsnetz wird damit zum Vierleitersystem.

Zusammenfassend ist festzustellen: Zukunftsgerichtete Erzeugungssysteme setzen an erster Stelle auf den Einsatz erneuerbarer Energie, abgestimmt mit Effizienzsteigerungen auf der Nachfrage- und Erzeugerseite. Ergänzend ist bei Niedrigenergiehäusern auch die Elektroheizung in Betracht zu ziehen. Zur Vermeidung von Überkapazitäten empfiehlt sich ein modularer Aufbau, um ggf. einen bedarfsorientierten Aus- aber auch Rückbau zu ermöglichen. Hausinterne Verteilungssysteme sind nach Möglichkeit als Niedertemperatursysteme auszuführen, um bei Brennwertkesseln eine Nutzung des oberen Heizwertes zu ermöglichen. Bei Biomassensystemen ist auf Flexibilität beim Brennstoff zu achten, während für solarthermische Systeme gilt, dass sie über eine ausreichende Speicherkapazität verfügen sollten, damit diese Systeme auch ein Betrag zur Heizung leisten kann.

Verteilungssysteme

Die Anwendungsbereiche für Wärmeverteilungssysteme reichen von der Fernwärmeversorgung in Verbindung mit Heizkraftwerken, der Nahwärmeversorgung mit Heizwerken und BHKW-Anlagen über die Anbindung größerer solarthermischer Systeme, mit denen die Sonnenenergie einer direkten Nutzung zugeführt wird, bis zur Integration saisonaler Wärmespeicher für eine ganzjährige Versorgung.

Der große Vorteil einer leitungsgebundenen Wärmeversorgung liegt in der Nutzung aus unterschiedlichsten Quellen, sofern das Temperaturniveau dies zulässt. Für einen zukünftigen Markt mit Brennstoffpreisisiken und -verknappungen stellt dies einen nicht zu unterschätzenden Vorteil dar. Voraussetzung für den Einsatz leitungsgebundener Systeme ist jedoch, dass die Verbraucher mit den Kosten der Systeme nicht übermäßig belastet werden.

Zukünftig könnten Gase unterschiedlichster Herkunft in das bestehende Gasnetz eingespeist werden. Da diese Gase in der Regel mittels chemischer Verfahrensprozesse aus unterschiedlichsten Brennstoffen gewonnen werden, - hierzu zählen Biomasse, Abfälle etc., - ist dies einer Brennstoffdiversifizierung gleichzusetzen.

Für Wärmeverteilungssysteme gilt heute, dass in der Regel nur noch Wassersysteme zum Einsatz kommen. Dampfsysteme werden den Anforderungen an eine moderne Versorgung nicht gerecht. Grundsätzlich ist eine Fahrweise mit niedrigen Temperaturen, insbesondere geringen Rücklauftemperaturen, anzustreben. Neben

der Minimierung der Verluste bei der Verteilung resultieren hieraus energetische Vorteile für die Wärmebereitstellung in Heizkraftwerken. Weiterhin entstehen positive Effekte dadurch, dass sich bei Wärmepumpensystemen der Wirkungsgrad (Leistungsziffer) deutlich steigern lässt. Bei Nutzung solarer und geothermischer Vorkommen oder Nutzung von Abwärme bietet dies zudem den Vorteil, dass sich bestehende Potenziale besser nutzen oder neue mit ungünstigeren Temperaturparametern zusätzlich erschließen lassen.

Für die technologische Ausführung sind aus wirtschaftlichen Gründen Zweileiternetze zu bevorzugen. Mehrleitersysteme, z.B. Vierleiternetze, sind nur dann zu empfehlen, wenn sie dem ergänzenden Aufbau einer Solarversorgung (Solarthermie) dienen. Die Zielstellung geringster Rohrlängen und damit minimale Rohrleitungsverluste lässt sich hierbei über den Aufbau von Strahlennetzen erreichen. Ringnetze weisen zwar eine höhere Verfügbarkeit auf, sind aber mit höheren Investitionen verbunden und führen wegen ihrer größeren Längen auch zu höheren energetischen Verlusten.

Zur Senkung der Verlegekosten empfehlen sich standardisierte Verfahren, die modular aufgebaut sind und sich leicht erweitern oder anpassen lassen. In diesem Zusammenhang bietet die Zusammenfassung von Häusern zu Gruppen im Vergleich zu einer Haus-zu-Haus-Verteilung wirtschaftliche Vorteile. Generell sind Technologien zu bevorzugen, die eine einfache Bodeneinbringung mit geringen Tiefbau- und Muffenkosten ermöglichen. Hierzu zählen flexible Kunststoffmediumrohre (PMR) oder flexible Metallmediumrohre (MMR). Der flächendeckende Einsatz dieser Materialien setzt aber voraus, dass die einzusetzenden Materialien alterungsbeständig sind und gegen eine Sauerstoffdiffusion durch den Mantel in das Heizwasser geschützt sind. Ansonsten ist von negativen Auswirkungen auf die Haltbarkeit der Systeme auszugehen.

Für die energetische Qualität sind neben den Wärmeleitungsverlusten auch die Pumpstromverluste entscheidend. Da der Energiebedarf für den Pumpstrom auf Basis der Durchschnittswirkungsgrade der Kraftwerke zu bewerten ist, kann ein hydraulisch schlecht ausgelegtes System energetisch nachteilig sein. Verstärkt wird dies durch Überdimensionierungen, wenn die Wärmenachfrage zurückgeht. Dem Pumpstrombedarf steht dann keine adäquate Energieabgabemenge gegenüber.

Betriebs- und Wartungskosten können einen nicht unwesentlichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit haben. Deshalb sind bereits bei der Konzeption die Verteilungssysteme so zu planen, dass sich Wartungsarbeiten mit minimalem Aufwand durchführen lassen. Dies impliziert die Ausführung für einen bedien- und wartungsarmen Betrieb mit automatischen (Leck-)Überwachungssystemen. Durch den Einsatz von Sensorik und Kommunikationstechnik lässt sich mit einem minimalen Aufwand der Betriebszustand des Systems jederzeit überwachen.

Rechtsfragen

Eine wichtige Rolle bei der Schaffung zukünftiger Versorgungssysteme fällt der Regelung des Anschlusses von Kunden zu. Im Sinne einer Optimierung sollte hierbei angestrebt werden, dass sich regional begrenzte Anschluss- und Benutzungszwänge auch zukünftig umsetzen lassen. Eine unbegrenzte Freigabe des Wärmemarktes würde nicht nur für Investoren das Risiko unzumutbar erhöhen. Dies würde auch bedeuten, dass Synergieeffekte nicht zum Tragen kommen, die sich nur im Rahmen großer Verbundprojekte generieren lassen.

Eine wichtige Bedeutung fällt in diesem Zusammenhang dem Contracting zu. Diese Versorgungsform bietet die Chance, sonst nicht verfügbare Finanzierungsmittel des Marktes freizusetzen. Dies setzt aber voraus, dass derzeit noch bestehende Hemmnisse des Marktes beseitigt werden. Eine wichtige Bedeutung fällt hierbei dem Mietrecht zu. Die derzeit noch bestehenden Regelungen, die häufig gegen den Widerstand des Mieters keine Änderung der Energieversorgung zulassen - z.B. Ausgliederung der Wärmeleistung aus der Kaltmiete verhindern, dass gewaltige Einsparpotenziale mit neuen Technologien erschlossen werden können.

4.4.2 Energieeinsparverordnung / Speicherheizungen

Verschärfung des Anforderungsniveaus und Nachrüstungsverpflichtungen

In Anbetracht des enormen Potentials zur Energieeinsparung muss die energetische Gebäudesanierung oberste Priorität erhalten. Absolut betrachtet stellt das damit erreichbare Einsparpotenzial mit Abstand die größte Einzelposition dar: Annähernd 75 % des Primärenergiebedarfs werden heute noch im Bereich Haushalte für Raumwärme und die Brauchwassererwärmung benötigt. Gleichzeitig gibt es wohl kaum einen anderen Bereich, in dem eine nachhaltige Effizienzverbesserung in ähnlicher Größenordnung mit vertretbarem Aufwand erreicht werden kann: im Altbaubestand lässt sich der flächenbezogene Energiebedarf für Raumwärme durch energetische Gebäudesanierung auf ein Viertel oder sogar noch weniger reduzieren und damit in etwa auf das Niveau heutiger Niedrigenergiehäuser bringen. Dieser Tatsache muss auch bei der Betrachtung der Möglichkeiten zur Bereitstellung von Raumwärme - einschließlich Warmwasser - Rechnung getragen werden. Bei Neubauten lässt sich der Energiebedarf sogar noch weiter reduzieren und es sind bereits Musterhäuser realisiert worden, bei denen die Abwärme konventioneller Glühlampen ausreicht, um die geringe noch erforderliche Wärmeleistung bereitzustellen. Dabei kommt diesem Ansatz zugute, dass der Beleuchtungsbedarf und der Wärmebedarf innerhalb eines Gebäudes recht gut korreliert sind, d.h. am Abend und im Winter gut übereinstimmen.

Im Neubaubereich bieten sich heute insbesondere elektrisch betriebene Wärmepumpen an. Durch Wärmepumpen lässt sich der Energienutzungsgrad des eingesetzten Stroms in etwa um den Faktor 4 verbessern. Solarthermische Systeme kommen neben der Brauchwassererwärmung immer mehr auch für die Heizungsun-

terstützung in Frage und können damit elektrisch betriebene Wärmepumpenanlagen sinnvoll ergänzen.

Ersatz von Nachtstromspeicherheizungen

Auffällig ist, dass im IEKP von 2007 keine Begründung für die Forderung zur „stufenweisen Außerbetriebnahme von Nachtstromspeicherheizungen zur Erzeugung von Raumwärme“ gegeben wird und keine Hinweise für einen nachhaltigen Ersatz der 1,4 Mio. installierten Anlagen (nach anderen Quellen sind es weit mehr) angeführt werden. Das IEKP sieht nur Fristen („mind. 10 Jahre“), Fördermaßnahmen und ggf. Härtefallregelungen vor, „wenn auch unter Berücksichtigung von Fördermöglichkeiten der Austausch unwirtschaftlich ist.“

Vom Bundeskabinett wurde inzwischen ein vom BMWi vorgelegtes 2. Paket zur Umsetzung des IEKP am 18.06.2008 verabschiedet. Danach wird im Entwurf des Dritten Gesetzes zur Änderung des Energieeinsparungsgesetzes (EnEG) vom 01.09.2005 konkret gefordert, dass „... in bestehenden Gebäuden elektrische Speicherheizung ... außer Betrieb zu nehmen sind, wenn weniger belastende Maßnahmen ... nicht zu einer vergleichbaren Einsparung führen.“ (§ 4 Abs. 3 EnEG) In der ebenfalls am 18.06.2008 verabschiedeten Verordnung zur Änderung der Energieeinsparverordnung (EnEV) wird ein neuer „§10a Außerbetriebnahme von elektrischen Speicherheizungen“ eingefügt. Auch wenn Kabinettsbeschlüsse nicht unbedingt zu textidentischen Gesetzen und Verordnungen führen müssen, bleibt festzustellen, dass die derzeitige Regierung die Abschaffung der elektrischen Speicherheizung anstrebt.

Es ist zu vermuten, dass als Begründung für die gewünschte Abschaffung der Elektrospeicherheizungen ganz einseitig auf den in der Vergangenheit zugegebenermaßen niedrigen Wirkungsgrad in der Kette vom Einsatz der fossilen Primärenergieträger im Kraftwerk bis zur Wärmeerzeugung im Haushalt abgehoben wird. Bei der Stromerzeugung ist jedoch ein deutlicher Wandel – hin zu höheren Kraftwerkswirkungsgraden, insbesondere aber auch hin zu einem höheren Anteil erneuerbarer Energieträger – zu verzeichnen.

Außer bei der Wärmeerzeugung mit Strom gibt es keine Heizungsart, die am Ort ihrer Anwendung die benötigte Wärme frei von allen Umweltbelastungen bereitstellt und dies bei 100-prozentiger Umsetzung der eingesetzten Elektroenergie (mit Wärmepumpen ist sogar ein Vielfaches davon möglich). Alle anderen Heizungen, die mit Holz, Kohle, Öl oder Gas befeuert werden, setzen bei verschiedenen Wirkungsgraden lokal sehr unterschiedliche Mengen von CO₂, Feinstaub und anderen Verbrennungsprodukten frei. Dies dürfte künftig insbesondere in verdichteten Wohngebieten problematisch sein. Die in der Grundlast eingesetzten Kraftwerke auf Basis von Braun- oder Steinkohle sowie der Kernenergie – befinden sich überwiegend abseits von Ballungsgebieten und unterliegen strengen Umweltauflagen bezüglich ihrer Emissionen. Weiterhin ist zu bedenken, dass manche Primärenergieträger wie z.B. Wasser und Wind - aber auch die Kernenergie - nur durch elektrischen Strom zum Bedarfspunkt gebracht werden können.

Um den Lastverlauf im Netz möglichst konstant zu halten (insbesondere durch „Auf-füllen der Nachttäler“), werden seit vielen Jahren Elektroheizsysteme mit Wärme-speicherung gezielt eingesetzt - aktiviert durch entsprechende Rundsteuersignale. Damit kann auch bei den Kraftwerken bezüglich der Brennstoffnutzung ein Betrieb (bester Wirkungsgrad bei voller Leistung und gleichzeitig geringsten spez. Emissio-nen) ermöglicht werden. Für die Kraftwerke ergibt sich damit zusätzlich eine verbes-serte Auslastung (hohe Benutzungsstunden) und insgesamt daraus resultierend und der Emissionen optimalen günstige Stromgestehungskosten. Für den Betrieb dieser Heizungen sind also keine zusätzlichen Kraftwerkskapazitäten erforderlich, und auch die vorhandenen Netze sind ausreichend, da sie in den Nachtstunden ebenfalls we-niger belastet sind. Seit Langem wird auf diese Weise bereits mit einfachen Mitteln ein effizientes Lastmanagement praktiziert - quasi der Ursprung von „Smart Grids“. Als „intelligente“ Anlagen werden die Speicher dieser Heizungen i. d. R. während ei-nes zeitlichen Fensters zwischen 22:00 und 06:00 Uhr nachgeladen. Dabei wird die für die Wärmeabgabe des folgenden Tages benötigte Energie aus dem jeweiligen Ladezustand, der erwarteten Außentemperatur und dem individuellen Verbrauchs-profil von der elektronischen Steuerung ermittelt.

Durch den ständig steigenden Anteil von Strom aus regenerativen Primärenergieträ-gern, die durch ihr fluktuierendes Dargebot gekennzeichnet sind, nehmen auch die Fluktuationen bei der Stromerzeugung zu. Da die Summe der Verbraucher den Be-darf an jeweils zeitgleich erforderlicher Erzeugerleistung bestimmt, müssen konventi-onelle Regel-Kraftwerke und Speicherkraftwerke diese Schwankungen ausgleichen. In Schwachlastzeiten ist bereits heute der Anteil der Windenergie so hoch, dass de-ren Energie im Inland zeitweilig nicht mehr absetzbar ist und zu schlechten Konditio-nen ins benachbarte Ausland verkauft werden muss, subventioniert von den deut-schen Stromkunden über das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG). Daher ist ein wachsender Bedarf an Energiespeicherung zu verzeichnen, jedoch sind neue Stand-orte für Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland kaum noch zu finden.

Eine Möglichkeit, um dem ständig schwankenden und immer größer werdenden Un-gleichgewicht zwischen Erzeugung und Last zu begegnen, können zukünftig auch schnelle Verfahren zum Lastmanagement bieten. Speicherheizungen – aber auch elektrische Brauchwasserspeicher – könnten damit in Schwachlastzeiten und Stark-windzeiten über geeignete Steuerungssysteme mit Überschuss-Windenergie aufge-laden werden.

Bei der Diskussion über die Nutzung von Strom im Heizungsbereich darf auch nicht außer Acht gelassen werden, dass bereits in der Vergangenheit gerade bei Gebäu-den mit Nachtspeicherheizung - allein schon aus Kostengründen - auf eine beson-ders effektive Wärmedämmung geachtet wurde, sodass dadurch der o.g. erwähnte niedrige Kraftwerkswirkungsgrad zumindest teilweise kompensiert werden konnte. Wie bereits erwähnt, kann heute durch eine entsprechende energetische Gebäude-sanierung der Wärmebedarf nochmals deutlich reduziert werden. Dies kommt auch der Heizung mit Strom zugute, da damit auch der Bedarf an erforderlicher installierter

Leistung und Speicherkapazität nochmals geringer wird. Für den Nutzer ergeben sich neben geringeren Energiekosten, auch geringere Gerätekosten, ein reduzierter Platzbedarf für die Speicherheizgeräte sowie ein geringerer Installationsaufwand.

Fazit

Elektrospeicherheizungen sind seit vielen Jahren eine interessante Alternative zu konventionellen Heizungsanlagen. Rund 2 Millionen Anlagen [84] sind in Deutschland in Betrieb. Diese Betreiber haben damit im Vertrauen auf die Umweltfreundlichkeit, die hohe Betriebssicherheit und die Wirtschaftlichkeit dieser Heizungsart Investitionen getätigt, die einen Bestandsschutz verdienen. Technisch ist zu unterscheiden zwischen zentralen Blockspeichern zur Wärmeversorgung mehrerer Räume eines Hauses und dezentralen Speichern, die jeweils einzelne Räume mit Wärme versorgen. Insbesondere bei den dezentralen Einzelspeichergeräten wäre die Umrüstung auf ein anderes Heizsystem mit hohen Zusatzkosten verbunden, da die hierfür erforderliche Wärmeverteilung mit Wasserrohren nicht vorhanden ist und nachgerüstet werden müsste. Bei einem geschätzten mittleren Anschlusswert von 12 kW ergibt sich für alle Speicherheizungen in Deutschland eine installierte Gesamtleistung von rd. 24.000 MW⁴, die sinnvollerweise als Speicher für überschüssige Windenergie genutzt werden können. Dabei kommt der Speicherheizung noch der Vorteil zugute, dass das Windaufkommen in den bedarfsstarken Wintermonaten deutlich höher ist als im Sommer.

Anstatt wie vorgesehen diese Elektrospeicherheizungen mit hohen öffentlichen Fördermitteln außer Betrieb zu nehmen oder umzurüsten, sollten ihren Betreibern Anreize geboten werden, einerseits die Gebäudeisolierung auf den neuesten Stand zu bringen und andererseits diese Anlagen in ein modernes Lastmanagementsystem einzubinden. Neben der gerätetechnischen Aufrüstung sind hierfür geeignete flexible Tarifstrukturen zu schaffen, sodass Speicherheizungen auch an Märkten für Regenergie teilnehmen können. Im Rahmen der Entwicklung von „intelligenten“ Stromzählern (smart metering) werden hierfür gerade die geeigneten technischen Voraussetzungen geschaffen. Lastmanagement, das mit diesem Ansatz realisiert werden soll, benötigt insbesondere aber Lasten, die sich zeitlich einfach verschieben lassen. Wärme- und auch Kältespeicher sind hierfür prädestiniert.

Elektrospeicherheizungen, gekoppelt mit einem modernen Lastmanagementsystem, können dann in Zukunft sogar einen wertvollen Beitrag liefern, um zusätzliche fluktuierende Leistung aus regenerativer Stromerzeugung in den Netzen aufnehmen zu können. Mit zunehmendem Anteil an regenerativ erzeugtem Strom und verbesserter Kraftwerkstechnik entfällt auch das Argument des geringen Kraftwerkswirkungsgrades, das den Elektroheizungen angelastet wird. Im Übrigen ist der Einsatz von Spei-

⁴ Stefan Kohler von der Deutschen Energie-Agentur dena hat anlässlich des VDE-Kongresses am 04.11.2008 in München sogar von 30.000 MW Speicherheizungsleistung gesprochen

cherheizungen nicht an den Betrieb von Kernkraftwerken gekoppelt, da Grundlastkraftwerke immer erforderlich sein werden.

Unter dem Aspekt des Niedrigenergiehauses könnte langfristig sogar Strom für die Raumheizung und die dezentrale Brauchwassererwärmung (ggf. mit lokaler Speicherung) als einzige mögliche und sinnvolle Alternative in vielen Regionen – in denen die Installation von Gasverteilernetzen wegen des niedrigen Bedarfs nicht wirtschaftlich ist – Standard werden. Auch gegenüber weitverzweigten Nahwärmenetzen dürften dann lokale Wärmeerzeugungs- und Speichersysteme sowohl energetisch als auch wirtschaftlich im Vorteil sein [84]-[89].

4.5 Elektromobilität

Heute kommen im Verkehrssektor überwiegend Kraftstoffe zum Einsatz, die aus den fossilen Energieträgern Erdöl und Erdgas gewonnen werden. Beide Quellen sind endlich und die absehbare Verknappung treibt bereits heute den Preis für Kraftstoffe extrem in die Höhe. Prinzipiell wäre es zwar auch möglich, andere fossile Quellen wie Teersande oder Methanhydrat zu nutzen oder aus Kohle synthetische Kraftstoffe herzustellen, da diese bei einem hohen Energiepreisniveau wirtschaftlich genutzt werden können. Einerseits jedoch verlängern diese die Verfügbarkeit fossiler Ressourcen auch nur um wenige Jahrzehnte, andererseits spielt aber die Reichweite der Vorräte nur noch eine untergeordnete Rolle, da aufgrund der Klimaproblematik eine möglichst kurzfristige Abkehr von fossilen Energieträgern angestrebt werden muss.

Als Alternative bieten sich erneuerbare Energieträger an. Bereits heute werden aus Pflanzen Kraftstoffe wie z.B. Biodiesel, Alkohol (Ethanol) oder Biogas gewonnen und entweder den herkömmlichen Kraftstoffen beigemischt oder auch direkt genutzt (z.B. Ethanol in Brasilien). Dies gilt jedoch nicht als tragfähiges Konzept auf breiter Front, da bei hoher Marktdurchdringung sehr große Anbauflächen erforderlich sind, die dann in Nutzungskonkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion stehen. Selbst bei den heute noch geringen Anteilen hat dies in jüngster Zeit bereits die Preise für Nahrungsmittel, insbesondere für Mais, nach oben schnellen lassen. Für Deutschland und Europa wurde abgeschätzt, dass Biokraftstoff aus eigenen Quellen nur maximal 30 % des Bedarfs für den Straßenverkehr abdecken kann. Realistisch, d.h. unter Berücksichtigung wettbewerblicher Nutzung in anderen Sektoren, z.B. für die stationäre Energieversorgung bzw. andere Transportanwendungen (Flugzeug, Bahn, Schifffahrt), schrumpft diese Zahl auf weniger als 10 %.

Darüber hinaus zeigt ein einfaches Rechenbeispiel die Überlegenheit der direkten Stromerzeugung (Photovoltaik, Wind) gegenüber der Biomassennutzung. Von den Entwicklern der biomass-to-liquid-Prozesse (BTL), mit denen die Nutzung auf alle Arten von Biomasse ausgeweitet werden soll, wird ein Ertrag als Kraftstoff für etwa 60.000 Fahrzeugkilometer pro Hektar Land angegeben. Damit wird der Ertrag gegenüber den heutigen Biodieselprodukten bereits um einen Faktor 4 gesteigert. Nutzt man in Deutschland den gleichen Hektar stattdessen für die Stromproduktion aus

Photovoltaik, so erhält man unter sehr konservativen Abschätzungen Strom für mindestens eines Million Fahrzeugkilometer. Dabei ist eine Flächenbelegung von einem Drittel angenommen, die auf der gleichen Fläche z.B. auch noch extensive Viehwirtschaft ermöglicht und ohne Düngung und Flächenversiegelung auskommt.

Diese Entwicklung hat - neben technischen Problemen bei der Nutzung in älteren Motoren - dazu geführt, dass die ursprünglich gesetzten Ziele zur Nutzung von Biokraftstoffen wieder nach unten korrigiert werden mussten. Darüber hinaus bleibt bei Verbrennungsmotoren das Problem des sehr schlechten Wirkungsgrades und der lokalen Emissionen, die insbesondere in Ballungsräumen zu hohen Belastungen der Luft mit Abgasen und Feinstaub führen. Es muss daher nach neuen, umweltverträglichen Konzepten gesucht werden. Dieser Forderung wird auch durch die Politik in Form von Verordnungen und Gesetzen Nachdruck verliehen und führt - wie am Beispiel Kalifornien zu sehen - dazu, dass Automobilhersteller gezwungen werden, einen bestimmten Anteil ihres Fahrzeugangebotes als Null-Emissions-Fahrzeuge anzubieten. In Europa verstärkt die gesetzliche Forderung einer Verbrauchsobergrenze von 120 g CO₂/km die Bemühungen der Hersteller nach effizienten Antrieben.

Als schnell umsetzbare Lösungen bieten sich Hybridantriebe an, d.h. die Kopplung von Verbrennungsmotor und Elektromotor mit Batteriespeicher, die die Antriebseffizienz im durchschnittlichen Fahrzyklus deutlich steigern können. Als sogenannte Plug-in-Hybridfahrzeuge - also mit Netzanschlussmöglichkeit - bieten sie auch noch die Möglichkeit der Diversifizierung der Energieträger für den Straßenverkehr durch Verdrängung eines Teils des importierten Mineralölbedarfs durch Strom aus dem öffentlichen Netz. Langfristig kommt aus heutiger Sicht als alternatives Konzept zu diesen Plug-in-Hybrid-Fahrzeugen nur noch Wasserstoff als Energieträger und dessen Nutzung in Brennstoffzellen in Frage, das den hohen Gesamtansprüchen aus Umweltverträglichkeit, Reichweite, Fahrleistung, Zuladung, niedrige Kosten und schnelles Betanken gerecht werden könnte. Obwohl es zunächst den Anschein hat, dass es sich hierbei um konkurrierende Technologien handelt, so ist es durchaus vorstellbar, dass sich diese Technologien sinnvoll ergänzen können, wie im Weiteren gezeigt wird. Beiden Konzepten ist dabei gemein, dass der Antriebsstrang elektrisch ist, sodass der hohe Wirkungsgrad von Elektromotoren zum Tragen kommen kann.

4.5.1 Wasserstoff und Brennstoffzellen

Auf die Herstellung von Wasserstoff mit Elektrolyseuren soll hier nicht eingegangen werden, es sei auf die VDE Studie „Energiespeicherung“ [85] verwiesen. Während für die stationäre Wasserstoffspeicherung in unterirdischen Salzkavernen ein Druck von ca. 20 MPa (200 bar) angenommen wird, ist für die Nutzung in Fahrzeugen ein wesentlich höherer Druck (70 MPa nominal) erforderlich, um die für Brennstoffzellen-PKW angestrebte Reichweite von mehreren Hundert Kilometern zu ermöglichen. Hierfür kommen vorrangig Behälter aus Kohlefaser-Verbundwerkstoffen in Frage. Der Vorteil der Druckspeicherung gegenüber tiefkaltem Flüssigwasserstoff ist zum einen der geringere Energieaufwand zur Konditionierung des Hochdruckwasserstoffs

(ca. 8 - 13 % des Energieinhalts in Abhängigkeit der Energiekette statt 15 – 30 % beim Flüssigwasserstoff) und zum anderen die quasi unbegrenzte Lagerfähigkeit (Speicherdauer). Selbst gute Kryostate haben einen geringen Wärmeeintrag, sodass durch die damit verbundene Abdampftrate (boil-off) des flüssigen Wasserstoffs Stand-by-Verluste entstehen und die Speicherdauer bei den relativ kleinvolumigen Tanks im PKW stark begrenzt ist. Gleichzeitig ist bei der privaten Nutzung von PKW von längeren Stillstandzeiten (z.B. Urlaub) auszugehen, die nur sehr geringe Stand-by-Verluste zulassen.

Energie-Nutzungsgrad

Abhängig von den Eingangsenergien, den gewählten Einzelprozessen entlang der Versorgungskette von Produktion, Transport/Verteilung und Tankstelle bzw. der jeweiligen Prozessführung unterscheiden sich Effizienz, d.h. Ressourcennutzung, Treibhausgasemissionen und Kosten der Wasserstoffbereitstellung. Langfristig dürfte die Elektrolyse von Wasser mit erneuerbar erzeugtem Strom neben geringen Mengen an Wasserstoff aus Biomasse die einzig verbleibende nachhaltige Lösung darstellen.

Die Elektrolysepfade zeichnen sich gegenüber den fossilen Versorgungspfaden durch besonders niedrige Treibhausgasemissionen bei relativ geringer Effizienz und heute noch höheren spezifischen Wasserstoffbereitstellungskosten aus. In der gesamten Kette (Elektrolyseur - Verdichtung - Verteilung - Wiederverstromung in Brennstoffzellen) gehen etwa 2/3 bis 3/4 der eingesetzten Energie verloren. Dies kann auch durch den guten Wirkungsgrad von Elektromotoren im Antriebsstrang nur zum Teil wieder kompensiert werden. Würde der Wasserstoff statt in Brennstoffzellen in konventionellen Verbrennungsmotoren genutzt, dann wäre der Nutzungsgrad noch deutlich schlechter, nämlich etwa halb so groß. Die Bereitstellung von Wasserstoff als Kraftstoff macht also insbesondere dann Sinn, wenn Strom auf Basis erneuerbarer Energieträger in so großen Mengen zur Verfügung steht, dass er ohne Zwischenspeicherung im Netz nicht mehr direkt genutzt werden könnte. Entgegen der allgemeinen Annahme, dass der Verkehrssektor mit der Stromversorgung für den stationären Sektor im Wettbewerb steht, beschleunigt die zusätzliche Nachfrage für den Straßenverkehr die Ausbaurrate der erneuerbaren Energien, da durch die damit entstehenden Speicherkapazitäten eine höhere Durchdringung möglich wird. Die Herstellung von Wasserstoff für den Verkehrssektor mit Strom, der in konventionellen thermischen Kraftwerken aus fossilen Primärenergieträgern erzeugt wird, macht hingegen, wie bereits erwähnt, energetisch und ökologisch keinen Sinn, selbst wenn man ihn heute noch kostengünstiger produzieren kann als mit Windstrom.

Markteinführung und erforderliche Infrastruktur

Ein weiteres Hemmnis bei der Einführung von Wasserstoff als Kraftstoff stellt derzeit die noch fehlende Infrastruktur für eine flächendeckende Versorgung dar. Gegenüber der heute verbreiteten Versorgungsstruktur stellt die Versorgung mit Wasserstoff einen Systembruch dar, da mit Ausnahme der Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor ein

bivalenter Betrieb, d.h. mit wahlweise Wasserstoff oder Benzin nicht möglich ist. Ein Übergang erfordert daher eine ausgewogene und breit abgestimmte Vorgehensweise von Energieversorgern, Kraftstoffversorgern und Fahrzeugindustrie, in der eine flächendeckende Versorgung mit Wasserstoff als Kraftstoff ausgehend von Flottenanwendungen in den Ballungszentren (z.B. Fuhrparks) strategisch geplant werden muss, um einen entsprechenden Kaufanreiz für Kunden zu schaffen. Das dadurch anstehende hohe Risiko der erforderlichen Anfangsinvestitionen - insbesondere für die Tankstellen entlang der Versorgungskette - muss dabei durch die öffentliche Hand abgesichert und durch flankierende Maßnahmen unterstützt werden. Modellannahmen gehen jedoch davon aus, dass der anfangs nötige Investitionsbedarf im Verhältnis zu den heutigen Modernisierungs- und Bestandswahrungsinvestitionen für konventionelle Kraftstoffe relativ niedrig sein könnte. Dies liegt u. a. auch daran, dass das heutige Tankstellennetz aufgrund der Markenvielfalt viel dichter ist, als es der Bedarf erfordern würde. Unter den Modellannahmen zeigt der Cashflow einen Verlauf, nach dem bereits etwa 2020 erste Gewinne ohne öffentliche Förderung möglich sein werden.

Im Vergleich von Wasserstoff als Kraftstoff mit Erdgas treten folgende Unterschiede auf: Einerseits ist die Infrastruktursituation für Erdgas entspannter, da die meisten Fahrzeuge bivalent betrieben werden können und das Erdgashandling technisch weniger aufwändig ist, andererseits erlaubt Wasserstoff nur einen monovalenten Betrieb, weist aber eine deutliche Effizienzverbesserung durch den hohen Wirkungsgrad von Brennstoffzellen und Elektroantrieben aus. Bei der Einführung von Erdgasfahrzeugen hat sich aber auch gezeigt, wie sensibel die Verbraucher auf Infrastrukturen mit geringer Dichte reagieren. Erdgasfahrzeuge haben sich langsam und immer noch in nur in kleinen Stückzahlen am Markt etabliert und ohne den bivalenten Betrieb wären die Reichweite von 200 km und das dünne Tankstellennetz für die meisten Nutzer - trotz des derzeitigen Preisvorteils aufgrund der Steuerbefreiung - wohl inakzeptabel. Dabei sind auch immer Fahrten ins angrenzende Ausland mit in Betracht zu ziehen, sodass für neue Systeme ein internationaler Konsens mit verbindlichen Standards gefordert werden muss.

Ohne eine entsprechende flächendeckende Versorgung müsste die Nutzung von Wasserstoff in Brennstoffzellenfahrzeugen zunächst auf einige lokale Anwendungen (z.B. städtische Fuhrparks) beschränkt werden, andererseits ist dieses jedoch auch eine sinnvolle Einführungsstrategie.

Um den Wasserstoff nachhaltig CO₂-frei zu produzieren, kommt nach Stand der Technik nur die Elektrolyse mit Strom in Frage. Die vollständige Umstellung der deutschen Fahrzeugflotte würde einen Strombedarf im Fahrzeug von 90 bis 120 TWh notwendig machen. Bei Verwendung von Wasserstoff wären dazu mindestens 300 TWh Strom notwendig, was 50 % des heutigen Stromverbrauchs in Deutschland entspricht. Die Zahlen zeigen, dass eine Umstellung auf Wasserstoff zusätzliche Stromerzeugungskapazitäten in nicht vernachlässigbarer Größenordnung notwendig macht. Dabei ist anzustreben, dass die Elektrolyseanlagen zur Wasserstoffherstel-

lung vorzugsweise in der Nähe der Netzeinspeisepunkte aus den Offshore-Windparks angesiedelt werden, um entsprechende Netzverstärkungen zu vermeiden oder zumindest zu reduzieren.

Wirtschaftlichkeit

Die Ergebnisse der Studie GermanHy haben gezeigt, dass Wasserstoff, der zu 100 % aus erneuerbaren Quellen stammt (ca. 8 cent/kWh_{el}), inklusive aller Kosten für Primärenergie, Produktion, Transport, Verteilung und Tankstelle bei hoher Marktdurchdringung für ca. 0,20 €/kWh_{CGH2} bezogen auf den unteren Heizwert bereitgestellt werden kann (ohne Steuern).

Bei diesen Wasserstoffkosten frei Tankstelle und einem Bedarf an elektrischer Energie im Fahrzeug von 15 kWh/100km ist bei Wasserstofffahrzeugen auf Brennstoffzellenbasis (angenommener elektrischer Wirkungsgrad: 47 %) langfristig mit reinen Energiekosten von 6,4 €/100km zu rechnen. Die ist etwa 50 % mehr als bei einem verbrauchsarmen Fahrzeug mit Benzinmotor (6 l/100 km) bei heutigen Kraftstoffkosten (Basis: 130 \$/Barrel Rohöl; Wechselkurs: 1,45 \$/€ → 0,7 €/l) an der Tankstelle, wenn man die Steuerbelastung heraus rechnet. In Zukunft kann jedoch eine Reduzierung der Stromgestehungskosten bei der Windkraft und eine Reduzierung der Kosten für die Komponenten zur Produktion und Verteilung von Wasserstoff erwartet werden. Gleichzeitig werden die Preise für Rohöl und damit die Preise für Benzin und Diesel weiter ansteigen.

Interesse der Automobilindustrie

Wie zu Beginn des Kapitels bereits erwähnt, handelt es sich bei den Konzepten Wasserstoff-Brennstoffzellenfahrzeug und Batteriefahrzeug nicht um zwei grundsätzlich konkurrierende Technologien, sondern um Technologien, die sich durchaus sinnvoll ergänzen können z.B. in einem Brennstoffzellenhybridfahrzeug. Auch ein Brennstoffzellenfahrzeug wird immer einen elektrischen Energiespeicher (z.B. ein Batterie) an Bord haben, allein schon um Bremsenergie aufnehmen zu können. Daher ist es nicht verwunderlich, dass die meisten Automobilhersteller mit großem Interesse die Entwicklungen in beiden Sektoren verfolgen bzw. selbst vorantreiben. Die strategische Führerschaft auf dem Weg zur Kommerzialisierung von Wasserstofffahrzeugen wurde von Daimler, GM, Honda und Toyota übernommen, gefolgt von Hyundai/Kia, BMW und Mazda, wobei die beiden letzteren auf Wasserstoffverbrennungsmotoren setzen.

Unterstützend für die Kommerzialisierung wirkt das sogenannte ZEV-Requirement von Kalifornien, das von den absatzstärksten Herstellern (large volume manufactures; Chrysler, Ford, GM, Honda, Nissan und Toyota und voraussichtlich in naher Zukunft BMW, Daimler, Hyundai/Kia und VW) die Lieferung von einer genau festgelegten und über den Lauf der Zeit steigende Anzahl von emissionsfreien Fahrzeugen verlangt. Teile dieser Forderung können nur mit Batterie- oder Brennstoffzellenfahrzeugen erfüllt werden.

Einige der Hersteller sind sich bereits sicher, dass Sie die erforderlichen Zielkosten bei den Brennstoffzellen erreichen können und bereiten die Markteinführung vor, hauptsächlich über Leasingkonzepte. Allerdings gehen die Meinungen zum Zeitpunkt der Marktreife stark auseinander; sie liegen im Bereich zwischen 2015 und 2030; z.B. Honda gibt in den USA und Japan bereits erste Fahrzeuge in Kundenhand, obwohl sie erst für 2018 mit der vollständigen Kommerzialisierung und dem Verkauf mehrerer hunderttausender Fahrzeuge rechnen. Daimler will hingegen 2015 mit der Serienfertigung von Brennstoffzellenfahrzeugen beginnen und geht davon aus, 100.000 Stück pro Jahr verkaufen zu können. Bereits in 2007 hat GM angekündigt, dass sie der erste Fahrzeughersteller sein wollen, der über 1 Million Brennstoffzellenfahrzeuge gebaut hat. Da Toyota in der Hybridtechnologie die Führungsrolle übernommen hat, besteht für das Unternehmen zunächst kein Handlungsdruck, eine weitere neue Technologie zu etablieren. Dennoch gibt es die offizielle Aussage von Toyota, dass Brennstoffzellenfahrzeuge benötigt werden, da weder batterieelektrische Fahrzeuge noch Hybridfahrzeuge in der Lage sein werden, alle Kundenanforderungen zu erfüllen. Darüber hinaus hat sich Hyundai/Kia dazu bekannt, im Zeitraum 2012 – 2015 mit der Kommerzialisierung von Brennstoffzellenfahrzeugen beginnen zu wollen.

Sowohl GM als auch Daimler haben bereits jeweils mehr als 1,5 Milliarden € in die Forschung & Entwicklung der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie investiert und damit ihr Engagement klar zum Ausdruck gebracht. Nun stellt auch die öffentliche Hand entsprechende Fördermittel zur Verfügung: auf EU-Ebene im Rahmen der Joint-Technology-Initiative Fuel Cells and Hydrogen 470 Mio. € für den Zeitraum 2008 – 2013, auf nationaler Ebene im Rahmen des 5. Energieforschungsprogramms 200 Mio. €; 2005 – 2008 sowie des Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP) 500 Mio. €; 2007 - 2017. Zusammen mit den Eigenanteilen der partizipierenden Unternehmen (jeweils 50 %) ergibt sich ein Gesamtbudget von € 2,34 Milliarden.

Grundsätzlich besteht Einigkeit darüber, dass derzeit keine Batterietechnologie auf dem Markt oder in der Entwicklung mit absehbarer Kommerzialisierung ist, die eine elektrische Reichweite von 200 oder mehr Kilometern mit einer Ladung für den Durchschnittsfahrzeug ermöglicht. Brennstoffzellen mit Wasserstoff sind hier eine Option für die Langstrecke, wobei auch in solchen Fahrzeugen eine größere Batterie im Sinne eines Plug-in Hybriden mit 30 bis 50 km Reichweite Sinn macht, um den erheblichen höheren Wirkungsgrad der direkten Stromnutzung mit Batterien zu nutzen (s.u.). Von daher ist in der Tat der eigentliche Wettbewerb nicht zwischen Batterie und Brennstoffzelle, sondern die Brennstoffzelle steht im Wettbewerb mit dem Verbrennungsmotor, den sie gewinnen wird, wenn die Treibstoffkosten weiter steigen bzw. sich die Nutzung fossiler Brennstoffe aufgrund der CO₂-Problematik verbietet.

4.5.2 Hybrid- und reine Elektrofahrzeuge mit Batterien

Elektrofahrzeuge mit Batterien hatten lange Zeit in der Bevölkerung ein schlechtes Image. Die Entwicklungen, die vor mehr als 20 Jahren begannen, hatten zunächst Bleibatterien im Einsatz. Diese waren schwer und ihre Haltbarkeit kurz. Meistens wurden zu Beginn auch nur konventionelle Serienfahrzeuge auf Elektroantrieb umgerüstet. Auch andere konventionelle Batterietechnologien (NiCd, NiMH) führten nicht zum gewünschten Erfolg, da alle bislang entwickelten Elektrofahrzeuge das Manko der sehr begrenzten Reichweite haben (Bild 5, Tabelle 6). Die mit einer Ladung erzielbare Reichweite ist durch die mögliche Größe und Gewicht einer Batterie sowie durch deren hohe Kosten stark eingeschränkt. Mit der vorübergehend favorisierten NaS-Hochtemperaturbatterie ließen sich zwar etwas größere Reichweiten erzielen, aber diese konnte sich aufgrund unterschiedlichster Probleme ebenfalls nicht durchsetzen. Die verwandte NaNiCl-Technologie, auch bekannt als ZEBRA-Batterie, wird dagegen aktuell in einer Reihe von Kleinserien- und Demonstrationsfahrzeugen eingesetzt.



Hybridfahrzeug (HEV)

Speicher ca. 1 kWh, Ladung nur während Fahrt, Treibstoffeinsparung max. 20%



Plug-in Hybrid (PHEV)

Speicher 5 – 10 kWh, Ladung aus dem Netz, 30 – 70 km Reichweite ohne Treibstoff, volle Reichweite, volle Leistungsfähigkeit



Elektrofahrzeug (EV)

Speicher 15 – 40 kWh, Ladung aus dem Netz, 100 – 300 km Reichweite ohne Treibstoff

Bild 5: Fahrzeugkonzepte

Die Idee, dass man statt des relativ langsamen Ladens der Batterie, diese an „Tankstellen“ durch eine vollständig geladene Batterie ersetzen könnte, wird kontrovers diskutiert. Aktuelle Initiativen wie das Projekt „Better Place“ wollen in Israel, Dänemark und anderen Ländern eine Elektrofahrzeuginfrastruktur mit Wechselbatteriekonzept anbieten. Derartige Batteriewechselkonzepte verlangen eine Einigung aller Auto- und Batteriehersteller auf einen, allenfalls wenige standardisierte Batterietypen und den Aufbau einer entsprechenden flächendeckenden Infrastruktur über Ländergrenzen hinaus, wenn man von Nischenlösungen (z.B. lokal angesiedelte Fuhrparks) absieht. Ähnlich wie bei Wasserstoff ist dies bei einer in der Markteinführungsphase nur geringen Verbreitung derartiger Fahrzeuge in großen Flächenländern eine wirtschaftliche Herausforderung oder bedarf erheblicher staatlicher Förderung. Außerdem ließe ein derartiges Konzept kaum Raum für zukünftige Entwicklungen, da man sich bereits früh auf ein System festlegen muss, das lange Zeit Bestand hat. Auch am Ende der Lebensdauer eines derartigen Fahrzeugs müsste ja die Versorgung mit

geladenen Batterien noch gewährleistet werden. Bei batteriebetriebenen Geräten wie z.B. Laptops, hat man bis heute keinen einheitlichen Standard erreicht.

Neben den hohen Kraftstoffpreisen geben in jüngster Zeit mehrere Entwicklungen Anlass zur Vermutung, dass sich Elektrofahrzeuge nun schnell am Markt etablieren könnten.

Tabelle 6: Charakteristik verschiedener Varianten von Hybrid- und Elektrofahrzeugen ⁵

Fahrzeugkonzept	Kurzbeschreibung	typische Spannung	Energiekapazität	Leistung	Technologie
Mikro-Hybrid	Stopp/Start, begrenztes regeneratives Bremsen mit dem Startergenerator	12 V	0,6 - 1,2 kWh 0,6 kWh + 50 Wh	2 kW / 10 kW	Blei-Säure Blei-Säure & SuperCaps Li-Ion ?
Mild-Hybrid	Stopp/start, reg. Bremsen, Beschleunigungsunterstützg., kein elektrisches Fahren	36 - 150 V	1 kWh	5 - 20 kW	lead-acid NiMH, Li-ion (HP)
Voll-Hybrid	Stopp/start, reg. Bremsen, Beschleunigungsunterstützg., elektrisches Fahren (kurz)	200 - 400 V	0,6 - 2 kWh	30 - 50 kW	NiMH, Li-ion (HP)
Plug-in Hybrid	Stopp/start, regeneratives Bremsen, elektrisches Fahren	200 - 400 V	3 - 10 kWh	30 - 70 kW	Li-ion (HE/HP) Blei-Säure ?, NaNiCl ?
Elektrofahrzeug	regeneratives Bremsen, rein elektrisches Fahren	200 - 400 V	10 - 30 kWh	30 - 70 kW	Li-ion (HE) NaNiCl ?
Brennstoffzellen-fahrzeug	<i>aus Sicht der Batterie im Wesentlichen vergleichbar mit einem Voll-Hybrid</i>	200 - 400 V	1 kWh	30 - 50 kW	NiMH, Li-ion (HP)

Fahrzeugkonzept	typische Zyklenbelastung	Lebensdauieranforderung	Leistung & Energie
Mikro-Hybrid	60 - 80% SOC, Mikrozyklentiefe 1%	einige 100.000 Mikrozyklen, 5 Jahre für Bleibatterien	5 - 10 kW beim Start 0,5 - 2 kW im Fahrbetrieb
Mild-Hybrid	40 - 60% SOC, Mikrozyklentiefe 2%	einige 100.000 Mikrozyklen	5 - 20 kW/kWh
Voll-Hybrid	40 - 60% SOC, Mikrozyklentiefe 5%	einige 100.000 Mikrozyklen	0,6 - 2 kW 30 - 50 kW/kWh 1 - 3 kW/kg
Plug-in Hybrid	20 - 100% SOC, Mikrozyklentiefe 2%	3.000 Vollzyklen plus einige 100.000 Mikrozyklen	3 - 10 kWh 5 - 15 kW/kWh > 100 Wh/kg
Elektrofahrzeug	20 - 100% SOC	3.000 Vollzyklen	10 - 30 kWh 3 - 5 kW/kWh > 150 Wh/kg
Brennstoffzellen-fahrzeug	direkt vergleichbar mit einem Voll-Hybrid		

Hybrid-Technik

Ursprünglich wurde die Hybrid-Technik (z.B. Kombination aus konventionellem Verbrennungsmotor und Elektromotor + Speicher) genutzt, um den Verbrennungsmotor möglichst in einem optimalen Betriebspunkt betreiben zu können und die Dynamik

⁵ SOC: State of Charge, Ladezustand einer Batterie

mit dem Elektromotor zu erzielen. Auch zur Rückgewinnung von Bremsenergie lassen sich derartige Konzepte nutzen (Generatorbetrieb). Hierfür ist nur eine relativ kleine Batterie in der Größe heutiger Starterbatterien erforderlich, da die Reichweite durch den Tankinhalt bestimmt wird. Ein Netzanschluss wurde daher nicht benötigt. Allerdings ist eine sehr hohe Leistungsdichte erforderlich, um die notwendige Beschleunigungsleistung aus der kleinen Batterie zu erhalten. Mit diesem Konzept sind verbrauchsarme Fahrzeuge (z.B. Toyota Prius) realisiert worden, die sich am Markt trotz höherer Investitionskosten steigender Beliebtheit erfreuen. Toyota will bis 2010 eine Million Hybridfahrzeuge jährlich verkaufen und bis 2020 die gesamte Fahrzeugflotte auf Hybridantrieb umstellen. Inzwischen werden auch weitere Hybrid-Konzepte untersucht und bei vielen Herstellern sind entsprechende Entwicklungsprogramme aufgelegt worden.

Besonders vielversprechend erscheint dabei der sogenannte „Plug-in Hybrid“. Dieser Fahrzeugtyp hat eine etwas größere Batterie, die üblicherweise aus dem Netz geladen wird, wie der Name bereits sagt. Große Reichweiten werden mit einer Batterieladung nicht angestrebt und sind bei diesem Konzept auch gar nicht sinnvoll. Vielmehr sind die Fahrzeuge dafür prädestiniert z.B. im Innenstadtbereich rein elektrisch, also emissionsfrei zu fahren. Eine Nachladung der Batterie ist auch während der Fahrt über den Verbrennungsmotor möglich (z.B. während Überlandfahrten), sofern dies gewünscht ist. Wie bei allen Hybridkonzepten trägt die Batterie dazu bei, das Betriebsverhalten des Verbrennungsmotors zu optimieren und damit den Kraftstoffverbrauch zu minimieren. Die Bremsenergie kann auch hier genutzt werden. Die Dimensionierung eines derartigen Fahrzeugs orientiert sich am durchschnittlichen Nutzungsverhalten. So ist bekannt, dass die innerstädtisch pro Fahrt zurückgelegten Entfernungen unter 10 km liegen. Von wenigen Ausnahmen abgesehen, besteht zwischen zwei Fahrten ausreichend Zeit zum Nachladen am Netz. Eine Reichweite von maximal 50 km mit einer Batterieladung ist daher für die meisten Nutzer völlig ausreichend. Insgesamt wird in Deutschland rund 63 % der Fahrleistung auf Strecken unterhalb von 50 km erbracht. Eine typische Auslegung eines Plug-in-Hybrid-PKW könnte daher sein:

- Nennleistung des Elektromotors: 30 - 70 kW
- Nutzinhalt der Batterie: 3 - 10 kWh
- Reichweite/Ladung: 20 - 50 km
- Ladeleistung (vom Netz): 3 - 5 kW
- Ladedauer (bei Vollladung): 1 - 3 h (bei 3 kW)

Obwohl theoretisch etwa 23 Stunden pro Tag für den Ladevorgang zur Verfügung stehen - die Fahrzeuge stehen die meiste Zeit abgestellt auf einem Parkplatz - wird nur ein kleiner Teil dieser Zeit für einen kompletten Ladevorgang benötigt. Statistisch wird ein Fahrzeug in Deutschland im Mittel 37 km pro Tag gefahren, wofür je nach Fahrzeugtyp zwischen 4 und 9 kWh notwendig sind.

Lithium-Ionen-Batterien

Für Hybrid-Fahrzeuge wird derzeit die Lithium-Ionen-Batterie favorisiert. Aufgrund der hohen Energiedichte ist sie für den mobilen Einsatz prädestiniert. Obwohl die Entwicklung größerer Batterien für den Einsatz in Fahrzeugen erst noch am Anfang steht, konnten bereits beachtliche Entwicklungserfolge erzielt werden. Auch das Sicherheitsproblem scheint durch die Entwicklung einer keramischen Separatorfolie oder durch inhärent sichere Materialien wie LiFePO₄ inzwischen weitgehend gelöst zu sein. In Anbetracht der hohen erwarteten Stückzahlen in einem Massenmarkt ist von einem deutlichen Entwicklungsschub auszugehen, der auch sinkende und damit akzeptable Preise erreichbar scheinen lässt. Die erwarteten Zyklenzahlen geben Anlass zur Hoffnung, dass während der Lebensdauer eines PKW ein Batteriewechsel nicht mehr nötig sein könnte. Ein weiterer Vorteil ist der hohe Zyklenwirkungsgrad, sodass man einschließlich Umrichterverluste beim Laden und Entladen auf einen sehr guten Gesamtwirkungsgrad von 85 % kommt (verglichen mit etwa 25...30 % bei der Wasserstoff-Alternative).

Das in USA für Reserven und Ressourcen zuständige U.S. Geological Survey gibt die verfügbaren Reserven an Lithium mit ca. 4 Mio. t und die jährliche Produktion mit 25.000 t (2007) an. Würde man annehmen, dass die gesamten verfügbaren Lithiumreserven dem Automobilsektor zur Verfügung stünden und dass pro Fahrzeug 1,5 kg Lithium benötigt würde, so könnten etwa 2,5 Milliarden Plug-in-Hybrid-Fahrzeuge mit Lithiumbatterien ausgestattet werden. Allerdings ist zu beachten, dass Lithium auch für andere Anwendungen z.B. für andere Batterieanwendungen, in der Glas- und Keramikherstellung, als Schmiermittelzusatz, als Zusatz zu Polymeren und Pharmazeutika, in Klimaanlage und zur Aluminiumherstellung eingesetzt wird. Daher wird eine detaillierte Analyse der Verfügbarkeit von Lithium dringend angeraten.

Das Recycling von Lithium ist grundsätzlich möglich, wird aber heute wegen des geringen Preises noch nicht gemacht.

Markteinführung und erforderliche Infrastruktur

Da in der Regel ausreichend Zeit für einen Ladevorgang zur Verfügung steht (Langsamladung), kann die Ladung einer Batterie praktisch an jedem Netzanschluss erfolgen, also auch zuhause, in einem Parkhaus oder auf einem Firmenparkplatz. Dabei bedeutet Langsamladung die Aufladung für eine Reichweite von 50 km in etwa drei Stunden. Zu Beginn der Markteinführung sind also zunächst - außer einer geeigneten Steckdose und entsprechendem Verlängerungskabel - keinerlei Investitionen erforderlich. Dies stellt einen erheblichen Vorteil dar, da die anfänglich erforderliche Infrastruktur weitgehend vorhanden ist und selbst für eine relativ große Anzahl von Fahrzeugen und Verbreitung in der Fläche noch ausreichend wäre. Um von entsprechenden Sondertarifen und ggf. Steuerbefreiung profitieren zu können, wäre noch ein separater Zähler, ggf. mit Tarifschaltuhr oder Rundsteuerempfänger erforderlich. Durch die geringe Nutzung von Nachtspeicherheizungen werden zusätzliche Netzkapazitäten frei, die den Elektrofahrzeugen zur Verfügung stehen. Bei sehr hoher

Marktdurchdringung ist darauf zu achten, dass die Ladung nicht gleichzeitig erfolgt. Da eine Schnellladung bei diesem Konzept nicht vorgesehen, aber in der Regel auch nicht erforderlich ist, kann der Aufwand für Ladestationen gering gehalten werden. Eine Netzverstärkung wird allenfalls in wenigen Einzelfällen erforderlich werden. Fahrzeuge werden in Zukunft generell mit immer mehr Informationstechnik (Mobilfunk, Notruf, Navigationsgeräte, ...) ausgerüstet sein, sodass die informationstechnische Einbindung dieser Fahrzeuge in entsprechende Steuerungs- und Abrechnungssysteme mit relativ geringen Zusatzkosten verbunden sein wird. Sollte eine Ladung der Batterie einmal nicht möglich sein, stellt dies auch kein prinzipielles Problem dar, da man bei Hybridfahrzeugen immer noch auf den konventionellen Antrieb mit Benzin, Diesel oder Erdgas zurückgreifen kann. Die Technik lässt sich also mit relativ geringen Kosten in das bestehende System integrieren und stellt insbesondere keinen Systembruch dar, was eine Markteinführung deutlich vereinfachen dürfte.

Interesse der Energieversorger / Netzbetreiber

Durch den zunehmenden Anteil von Stromerzeugern auf Basis erneuerbarer Energien mit fluktuierender Einspeisecharakteristik (Wind und Sonne) steigt die Notwendigkeit für eine stärkere Anpassung des Verbraucherverhaltens an das jeweils zur Verfügung stehende Dargebot dieser Energieträger. Im Rahmen eines Lastmanagements könnte eine Flotte von Elektrofahrzeugen insbesondere dann geladen werden, wenn Überschussleistung aus diesen Quellen zur Verfügung steht. Die einfachste Form der Einflussnahme könnte durch Rundsteuersignale, ähnlich wie heute bei Speicherheizungen, erfolgen. Zusammen mit der Einführung von sog. „Intelligenten Zählern“ (smart metering) und durch die Nutzung moderner Kommunikationstechnologie könnte dann das Lastmanagement weiter verbessert werden, sodass auch sehr schnelle Reaktionszeiten denkbar sind, die einen Einsatz im Bereich der Primär- und Sekundärregelung möglich machen. Es kann durch das Starten und das Stoppen des Ladevorgangs sowohl positive wie auch negative Regelleistung zur Verfügung gestellt werden. Um dem einzelnen Nutzer einen maximalen Nutzungsgrad des elektrischen Antriebs zur ermöglichen, muss ein lokales Energiemanagement überlagert werden, das die Interessen des einzelnen Nutzers wahrnimmt und z.B. dafür sorgt, dass zu einem vom Nutzer gewünschten Zeitpunkt die Batterie vollgeladen ist. In der Zwischenzeit kann ein übergeordnetes Energiemanagement den Netznutzen aufgrund der Netzanforderungen maximieren.

Bei höherer Marktdurchdringung könnte man dann auch noch einen Schritt weiter gehen und nicht nur den Ladevorgang beeinflussen, sondern zusätzlich auch die Speicherkapazität der Batterien nutzen, um bei Bedarf mit hoher Dynamik ins Netz zurückzuspeisen. Es ist also damit zu rechnen, dass Plug-in-Hybrid-Fahrzeuge in direkte Konkurrenz zu den hier beschriebenen großen stationären Speichern für Speicherzeiten zwischen Sekunden und einem Tag treten werden. Aufgrund der großflächigen Verbreitung könnten sie im Verteilungsnetz zusätzlich sogar weitere Aufgaben mit lokaler Ausrichtung, wie z.B. Engpassmanagement, übernehmen. Die Ener-

gieversorger/Netzbetreiber werden ihren Kunden daher entsprechende Tarif- und Vergütungsmodelle anbieten.

Durch den in der Vergangenheit gegenüber ursprünglichen Prognosen nur sehr moderaten Lastanstieg weist das Stromnetz heute überwiegend ausreichende Kapazitäten auf, sodass – wenn überhaupt – nur bei sehr hoher Marktdurchdringung und allenfalls punktuell von Netzausbaumaßnahmen auszugehen ist, zumal Ladevorgänge nicht unbedingt zu Spitzenlastzeiten stattfinden müssen.

Bei Annahme von 10 kWh Speicherkapazität und einer Anschlussleistung pro Fahrzeug von 3 kW stehen je nach Durchdringung des Plug-in-Hybrid-Konzepts folgende Speicherleistungen und Speicherenergien zur Verfügung (Tabelle 7):

Tabelle 7: Spitzenleistung und Speicherenergie von Plug-in-Hybrid Elektrofahrzeugen

Durchdringung (Anteil PHEV an Fahrzeugbestand)	Anschlussleistung (3 kW / Fahrzeug)	Energiespeicher (10 kWh / Fahrzeug)	Anschlussleistung bezogen auf Spitzenleistung von 75GW	Energiespeicher bezg. auf mittl. täglichen Stromverbrauch von 1,6 TWh / Tag
1%	1,4 GW	4,6 GWh	1,8%	0,3%
10%	14 GW	46 GWh	18,4%	2,8%
20%	28 GW	92 GWh	36,8%	5,6%
50%	69 GW	230 GWh	92,0%	14,0%
100%	138 GW	460 GWh	184,0%	28,0%

Die Zahlen machen insbesondere auch im Vergleich zu den heute installierten Leistungen in Pumpspeicherkraftwerken und den an der Börse gehandelten Primär- und Sekundärreserveleistungen deutlich, welchen Einfluss die Fahrzeuge auf den Regelleistungsmarkt haben können. Sollte die Elektrifizierung nicht als Plug-in-Hybrid-Fahrzeug (PHEV) erfolgen sondern als reines Elektrofahrzeug, werden die Zahlen allenfalls über den in der Tabelle angegebenen Werten liegen.

Eine langfristige Speicherung zum saisonalen Ausgleich oder als Reserve für länger andauernde Flauten ist damit - wie bei den meisten Speichertechnologien - nicht möglich. De facto können aber alle Speicheranforderungen, die auf einer Zeitskala von bis zu einem Tag ablaufen, mit den Fahrzeugen abgedeckt werden.

Interesse der Automobilindustrie

Die Firma Toyota kam als Erste mit dem Hybrid-PKW Prius auf den Markt. Der Erfolg kam für viele Hersteller zunächst unerwartet. Inzwischen schenkt die Automobilindustrie jedoch der neuen Technik große Beachtung und bei nahezu allen namhaften Herstellern laufen entsprechende Entwicklungsprogramme für Hybrid- aber auch für rein elektrische Fahrzeuge. Die Entwicklung ist dabei nicht auf PKW beschränkt, sondern schließt auch Nutzfahrzeuge mit ein, z.B. Müllfahrzeuge mit häufigem Stop-and-Go aber nur geringer Kilometerleistung oder städtische Busse. In Fachkreisen

gilt es inzwischen als ausgemacht, dass das Antriebskonzept zukünftiger Fahrzeuge in jedem Fall mit Elektromotoren erfolgen wird. Die Frage ist nicht mehr, ob die Elektrifizierung des Verkehrs kommt, sondern wann die entsprechenden Stückzahlen erreicht sein werden.

Interessant ist die Beobachtung, dass nun die Automobilindustrie zusammen mit den Stromversorgern und Netzbetreibern am gleichen Strang ziehen und gemeinsame Projekte auflegen. Neben der reinen Technologieentwicklung werden auch Finanzierungskonzepte für die anfangs sicherlich noch teurere Technik entwickelt.

Wirtschaftlichkeit

Geht man von einem Preis für Windstrom von etwa 8 ct/kWh aus, so ist hier unter Annahme eines Bedarfs von 15 kWh/100km und einem Zyklenwirkungsgrad von 85 % mit reinen Energiekosten von 1,41 €/100km (ohne Steuern und Abgaben) zu rechnen. Die reinen Kraftstoffkosten liegen damit deutlich unter den Kraftstoffkosten der Wasserstoff-Alternative. Berücksichtigt man noch die heute üblichen Netznutzungsentgelte (ca. 0,05 €/kWh für eine Abnahme des Stroms im Niederspannungsnetz, wobei Netzverluste bereits eingepreist sind), kommt man auf etwa 2,3 €/100km. Dies entspricht in etwa nur der Hälfte der Kosten, die bei einem verbrauchsarmen Fahrzeug mit Benzinmotor (6 l/100 km) bei heutigen Kraftstoffkosten an der Tankstelle anfallen, bzw. etwa einem Drittel der Wasserstoffkosten (s. o.), wenn man auch hier jeweils wieder die Steuerbelastung heraus rechnet. Bei dieser Kostenschätzung sind praktisch die Kosten für die gesamte erforderliche Infrastruktur enthalten, allerdings ohne öffentliche Ladestationen. Andererseits ist damit zu rechnen, dass aufgrund des zu erwartenden Netznutzens, ähnlich wie bei Strom für Speicherheizungen oder Wärmepumpen, für den Bezug von Ladestrom günstigere Netznutzungsentgelte angeboten werden. Stellt man dem Netzbetreiber auch die Möglichkeiten zum Lastmanagement oder sogar zur Bereitstellung von Regelleistung zur Verfügung, so könnten die Energiekosten auch noch deutlich günstiger werden. Die Kosten für die Batterie sind dabei in Analogie zur Brennstoffzelle auch hier nicht berücksichtigt. Die für die Langstrecke erforderliche Schnellbetankung erfolgt über konventionelle oder synthetische Kraftstoffe zu entsprechend höheren Kosten.

Sofern die Batterie auch zur Rückspeisung in das Netz genutzt wird, steigt die Zahl der Lade- und Entladevorgänge an, sodass sich die Lebensdauer der Batterie entsprechend verringert. Es wird erwartet, dass sich insgesamt ein Vorteil gegenüber zentralen Großspeichern ergibt, obwohl die Kosten heute noch nicht beziffert werden können.

Es ist allerdings auch davon auszugehen, dass die Vergütung für Speicherdienstleistungen bei einer hohen Durchdringungsrate von elektrifizierten Fahrzeugen deutlich zurückgehen wird, sodass die Gutschriften vor allem in der Anfangsphase für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung von Bedeutung sind. Da zunächst aber die Batteriekosten noch sehr hoch sind und erst durch Massenproduktion fallen können, ist der Zusatzverdienst eine wichtige Unterstützung in der Markteinführung.

Roadmap für zukünftige Entwicklungen

Zunächst ist davon auszugehen, dass sich die Hybridfahrzeuge mit Verbrennungsmotor, wie sie schon heute in verschiedenen Modellen am Markt verfügbar sind, weiter durchsetzen werden, da sie sowohl zu 100 % auf die vorhandene Infrastruktur zurückgreifen, vom Nutzer in keiner Weise Verhaltensänderungen oder -einschränkungen erfordern als auch eine spürbare Verbrauchsreduzierung ermöglichen.

Für reine Batteriefahrzeuge ist zu erwarten, dass die Automobilhersteller sich hier auf die unteren Fahrzeugsegmente konzentrieren werden, da es sich bei diesen Fahrzeugen häufig um Zweitwagen handelt, für die große Reichweiten im Normalfall nicht erforderlich sind. Erkennbar ist dieser Trend zum Beispiel an den Flottentests von Daimler (100 Elektroskarts in London) und BMW (500 Minis für Kalifornien). Für viele Nutzer, insbesondere in Familien mit zwei Fahrzeugen, würde sicher auch ein reines Elektrofahrzeug ausreichend sein. Hier muss aber noch eine Marktakzeptanz beim Kunden erreicht werden.

Als logische Konsequenz aus den beiden oben genannten Technologien ergibt sich der Plug-in-Hybrid. Mit dieser Technologie kann der Anteil der mit konventionellem Antrieb gefahrenen Kilometer sukzessive zurückgenommen werden, ohne bereits zu Beginn eine vollständig neue Infrastruktur für die Kraftstoffversorgung mit den entsprechenden Investitionen aufbauen zu müssen.

Aus diesen Gründen und wegen der effizienten Energienutzung ist davon auszugehen, dass Elektrofahrzeuge mit Batterien - insbesondere in der Plug-in-Hybrid-Variante mit einem konventionellen Verbrennungsmotor - die Fahrzeugentwicklung der kommenden Jahre prägen wird.

Innerstädtisch ist damit zu rechnen, dass durch Anreizprogramme (z.B. freies Parken), Erhebung einer hohen Mautgebühr (wie in London) oder Sperrung von Stadtzentren für Fahrzeuge mit hohen Emissionswerten (ähnlich der heute bereits verbreiteten Umweltzone), der Anteil der mit elektrischer Energie gefahrenen Kilometer stark zunehmen, wenn nicht sogar zur Regel werden wird. Wenn man bedenkt, dass in Deutschland etwa 63 % aller gefahrenen PKW-Kilometer auf Strecken unter 50 km zurückgelegt werden - bei gleichzeitig höchstem spezifischem Kraftstoffverbrauch im innerstädtischen Stop-and-go-Verkehr - zeigt dies das hohe klimarelevante Potential und rechtfertigt entsprechende Maßnahmen.

Vermutlich wird es bei Fahrzeugen der Mittel- und Oberklasse zur Einführung von Plug-in-Hybriden kommen, bei denen dann langfristig der Verbrennungsmotor durch eine Brennstoffzelle ersetzt werden wird. Die Frage der Infrastruktur für eine akzeptable Versorgung mit Wasserstoff ist nur über eine konzertierte Aktion gemeinsam mit der Energiebranche zu lösen. Dies hat aber den Vorteil, dass beide Beteiligten davon profitieren können: Um die von den Automobilherstellern erwarteten hohen Stückzahlen an Fahrzeugen mit Brennstoffzellen in den Markt bringen zu können, ist eine ausreichende Versorgungsdichte mit Wasserstofftankstellen erforderlich. Andererseits können nur auf diesem Weg die von der Energiebranche installierten Tank-

stellen hinreichend rasch nennenswert ausgelastet werden. Die Gefahr des langsamen Infrastrukturaufbaus und der sich daraus ergebende schleppende Absatz von Fahrzeugen, wie dies bei Erdgas geschehen ist, werden hier nicht gesehen.

Der endliche Energieinhalt einer Batterie wird immer eine Reichweitenbeschränkung bedeuten. Selbst wenn man mit einer Batterieladung mehrere Hundert Kilometer fahren könnte, wird es immer Fahrten geben, bei denen dies nicht ausreicht. Batterie-wechselsysteme werden aus den o.g. Gründen nicht in Frage kommen.

Es wird also auch zukünftig einen umweltverträglichen Kraftstoff geben müssen, der für große Reichweiten - bei gleichzeitig schneller Betankung - geeignet ist. Kraftstoffe auf Basis von Biomasse kommen nur in begrenztem Umfang in Frage, da diese nicht in ausreichenden Mengen verfügbar sind, ohne gleichzeitig massiv in die Nahrungsmittelversorgung einzugreifen und da sie gleichzeitig für andere Anwendung (stationär, Schwerlastverkehr, Schifffahrt, Luftfahrt) dringender benötigt werden. Langfristig stellt Wasserstoff daher die beste Lösung dar.

Es ist absehbar, dass einerseits die Vorräte an fossilen Energieträgern zur Neige gehen, andererseits deren weitere exzessive Nutzung aus Klimaschutzgründen nicht mehr zugelassen werden kann. Mit zunehmender Stromerzeugung auf Basis fluktuierender erneuerbarer Energien steigt der Bedarf für ein Speichermedium, das Energie in großen Mengen und für längere Zeiträume über die Zeitskala eines Tages hinaus speichern kann und das für eine Kraftstoffversorgung im Verkehrssektor geeignet ist. Als Ausgangsprodukt zur Lösung dieser Problematik kommt aus heutiger Sicht praktisch nur der Wasserstoff in Frage. Offen ist allerdings noch die Frage, in welcher Form die Energie dann übertragen, verteilt und im Fahrzeug gespeichert wird.

Neben der direkten Nutzung von Wasserstoff und dessen Verstromung an Bord in Brennstoffzellen wird auch noch die synthetische Herstellung flüssiger oder gasförmiger Kraftstoffe aus Wasserstoff diskutiert, die aufgrund der höheren Energiedichte, insbesondere aber wegen ihrer einfacheren Logistik und damit ohne nennenswerte Veränderungen der Infrastruktur in den Markt gebracht werden können. Dieser Weg ist leider mit einer weiteren Verschlechterung des Energienutzungsgrades verbunden, insbesondere dann, wenn weiterhin konventionelle Verbrennungsmotoren zum Einsatz kommen. Allerdings ist dies dann nur noch eine Frage der Wirtschaftlichkeit, also ohne Umweltrelevanz, sofern der eingesetzte Strom ausschließlich aus erneuerbaren Quellen stammt.

Ein weiteres Ziel war in der Vergangenheit die On-Board-Reformierung von Methanol bzw. die Entwicklung sog. Direkt-Methanol-Brennstoffzellen (DMFC), die ohne zusätzlichen Reformer auskommen. Da in den USA jedoch Methanol aufgrund seiner Toxizität als Kraftstoff nicht erlaubt ist, wird dieser Weg derzeit nicht weiterverfolgt.

Die Ausführungen in diesem Kapitel haben gezeigt, dass so oder so die stationäre Stromversorgung mit dem Energiebedarf im Verkehrssektor immer stärker zusammenwachsen wird und diese Tatsache bei nachhaltigen Energieversorgungskonzepten Berücksichtigung finden muss.

4.6 e-Energy - Intelligente Messung, Energiemanagementsysteme, Datennetze

Die europäische Energiewirtschaft ist in den letzten Jahren von einem tiefgreifenden Wandel geprägt. Treibende Kräfte sind sowohl die Liberalisierung der Energiemärkte als auch die Gestaltung einer nachhaltigen und umweltgerechten Energieversorgung.

Die Nutzung noch weitestgehend ungenutzter Potentiale der Systemführung und -optimierung werden mit dem flächendeckenden Einsatz von IuK-Technologien für die Bereiche Erzeugung, Verteilung und Vertrieb erwartet. Hierzu werden bereits unterschiedliche Forschungs- und Entwicklungsthemen bearbeitet [94].

Die Technologieplattform „Smart Grids“ untersucht bspw. die Fragen der europäischen Netzintegration, Netzbetriebsführung, Speicher, Micro Grids, dezentralen Erzeugung, Demand-Side-Management und Kundenintegration. Dabei wird auch ein Umbau der Energieversorgungssysteme erwartet, welche sich künftig neben den bisherigen energetischen Strömen durch eine übergeordnete informationstechnische Vernetzung mit einer engen Verzahnung von technischen und geschäftlichen Prozessen auszeichnen [94].

Das BMWi prüft mit der Studie „e-Energy“ die Potenziale und Auswirkungen der IuK-Technologien für die Optimierung der Energieversorgung und Versorgungsprozesse sowie des Energieverbrauchs. Auch hier wird von einem erheblich veränderten Energieversorgungssystem ausgegangen, das sich neben den energetischen Strömen zukünftig auch durch umfangreiche Informationsflüsse auszeichnet [89].

Im Bereich „Smart Metering“ liegen ebenfalls sehr interessante Projekte vor. Der verstärkte Einsatz von IuK-Technologien in diesem Sektor ergibt sich aus den Entwicklungen im Zähler- und Messwesen. Mittlerweile sind preiswerte elektronische Lastgangzähler sowohl für Sondervertrags- als auch Tarifkunden verfügbar. Sie ermöglichen erstmalig eine transparente Messung und Abrechnung von Energie über alle Kundensegmente hinweg [94].

Jüngstes Projekt in diesem Zusammenhang ist der BMWi-Förderschwerpunkt „E-Energy“ zum Aufbau eines IKT-basiertes Energiesystems der Zukunft. Die Ziele sind, die technischen und geschäftlichen Prozesse der Energieversorgung unter Beachtung der liberalisierten Marktanforderungen effizient zu verknüpfen, die Einbindung der dezentralen Energieerzeugung in die elektrischen Übertragungs- und Verteilnetze zu vereinfachen, die Durchlässigkeit der einzelnen energiewirtschaftlichen Prozesse zu erhöhen sowie passive Marktakteure zu aktiven Marktteilnehmern werden zu lassen.

4.6.1 Aspekte und Anforderungen des liberalisierten Energiemarktes

Die Liberalisierung des Energiemarktes basiert auf den EU-Richtlinien zum Elektrizitätsbinnenmarkt aus dem Jahr 1996 und zum Gasbinnenmarkt aus dem Jahr 1998. Die Umsetzung war mit tiefgreifenden strukturellen, organisatorischen, vertraglichen

und prozessualen Veränderungen verbunden und erforderte entlang der Wertschöpfungskette die Entflechtung der Geschäftsbereiche Erzeugung, Übertragung, Transport, Verteilung und Vertrieb (Bild 6) [91], [95], [93].

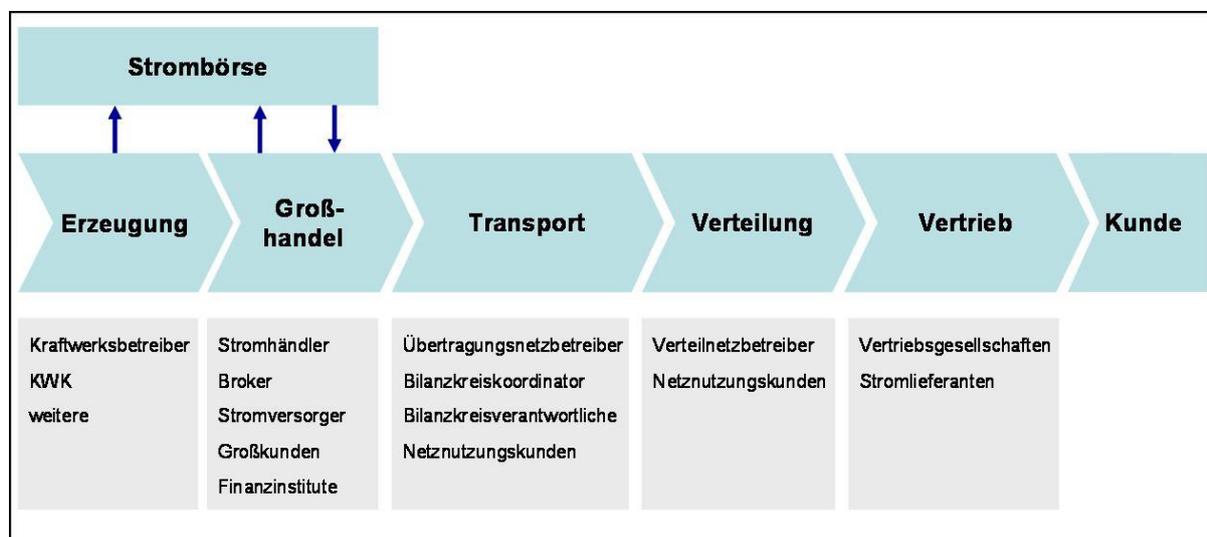


Bild 6: Wertschöpfungskette im liberalisierten Strommarkt

Sie führten einerseits zum Wegfall von „festen“ Versorgungsgebieten mit der freien Wahl des Stromlieferanten durch den Endkunden und andererseits zu neuen Marktplätzen und Marktteilnehmern wie z.B. Strombörse, Bilanzkreiskoordinator (BKO), Bilanzkreisverantwortliche (BKV), Lieferanten und Händler. Mit der organisatorischen Entflechtung von Netz und Vertrieb kommt es auch zur Trennung der bisher gemeinsam genutzten IuK-Technologien. Neue Geschäftsprozesse müssen definiert, in IT-Systemen umgesetzt und auf aktuelle und künftige Anforderungen ausgerichtet werden [91].

Eine wesentliche Rolle spielt dabei die Vernetzung der IT-Systeme wie z.B. Netzleitstelle, Zählerfernabfrage, Energiedatenmanagement, Energiemanagement und Energieabrechnung. Ziel ist es, möglichst durchgängige und systemübergreifende Verarbeitungsprozesse zu gestalten. Zu diesem Zweck müssen die betreffenden Softwaresysteme über offene, standardisierte Schnittstellen verfügen, um sowohl zeitgesteuert als auch transaktionsorientiert den Datenaustausch zwischen den Systemen zu automatisieren und zugleich konsistente unternehmensweite Datenbestände zu gewährleisten. Die Verarbeitungsprozesse sollen damit hochwertig, fehlerfrei und kostengünstig werden [92].

4.6.2 Intelligente Energieversorgungssysteme

Wie bereits im vorangegangenen Abschnitt geschildert, ergibt sich mit der Liberalisierung des Strommarktes und der zunehmenden Anzahl von dezentralen Einspeisungen eine Vielzahl von neuen Herausforderungen an die elektrischen Energieversorgungssysteme. Beispielsweise müssen die elektrischen Energieversorgungssysteme

eine möglichst flexible Plattform für den freien Energiehandel für alle Marktteilnehmer darstellen, stark fluktuierende und nur schlecht prognostizierbare regenerative Einspeisungen aufnehmen und bei höchstmöglicher Ausnutzung ein hohes Maß an Zuverlässigkeit aufweisen. Bei Ausfall von einzelnen Betriebsmitteln bis hin von Teilnetzen soll eine möglichst schnelle Wiederinbetriebnahme gewährleistet sein. Dies ist nur ein kleiner Anforderungsbereich, den intelligente elektrische Energieversorgungssysteme abdecken [96].

Durch den Einsatz moderner Informations- und Kommunikationstechnologien im Rahmen einer durchgängigen Applikationsarchitektur, verknüpft mit modernen schnell regelbaren Betriebsmittelkomponenten werden elektrische Energieversorgungssysteme „intelligent“. Diese Intelligenz umfasst alle Bereiche der elektrischen Energieversorgung. Folgende Beispiele können hierfür aufgeführt werden:

- In den Privathaushalten halten mittlerweile die elektronischen Zähler mit Lastgangaufzeichnung Einzug. Über benutzerfreundliche Schnittstelle können aktuelle Verbrauchshistorie und verursachte Kosten visualisiert werden. Flexible Stromtarife können umgesetzt werden und nehmen Einfluss auf das Verbrauchsverhalten zur Minimierung der Energiekosten bei möglichst gleichzeitiger Maximierung der Netzeffizienz.
- Durch die informationstechnische Anbindung einzelner dezentraler Kleinsterzeuger können relevante Einspeisekapazitäten in Form von virtuellen Kraftwerken realisiert werden. Die virtuellen Kraftwerke ermöglichen einen ökonomisch und ökologisch optimalen Betrieb parallel zu konventionellen Erzeugungseinheiten mit großen installierten Leistungen.
- In elektrischen Übertragungs- und Verteilnetzen gestattet die informationstechnische Vernetzung eine koordinierte Betriebsführung von schnellen Netzreglern, um bestehende elektrische Anlagen optimal auszunutzen, Netzengpässe abzumildern und fluktuierende Einspeisungen effizient zu transportieren und zu verteilen.
- Die intelligente Vernetzung aller Betriebsmittel erlaubt im Falle von Störungen eine automatische Netzrekonfiguration, um einerseits eine geringere Beeinflussung des Gesamtsystems zu erreichen und andererseits das Risiko von Großstörungen zu minimieren [78].

4.7 Energieforschung

Der Energieforschung muss im Zusammenhang mit der Erreichung der langfristigen Energie- und Klimaziele der Bundesrepublik Deutschland wesentlich höhere Bedeutung zukommen als in der Vergangenheit. Durch intensive Forschungsarbeit werden die Grundlagen für solche Technologien gelegt, die in neuen Geräten, Systemen und Anlagen zur Anwendung kommen dort den Energiebedarf senken und damit auch einen Beitrag zur Reduktion der CO₂-Emissionen liefern.

Die folgenden Abschnitte sind eine Zusammenfassung der VDE-Studie „Energieforschung 2020“ [97], die sich ausführlich mit der Forschungstätigkeit der öffentlichen Hand auf dem Sektor der Energietechnik befasst.

4.7.1 Finanzielle Aufwendungen

Der in 2005 geschlossene Koalitionsvertrag hat für 2006 die Festlegungen aus der vorherigen Legislaturperiode für Energieforschung mit einem Gesamtbetrag von 412,9 Mio. € übernommen (Bild 7). F&E-Schwerpunkte sind Kraftwerkstechnologien, Photovoltaik, Offshore-Windenergie, Brennstoffzellen, Wasserstoff, energieoptimiertes Bauen sowie die Nutzung von Biomasse.

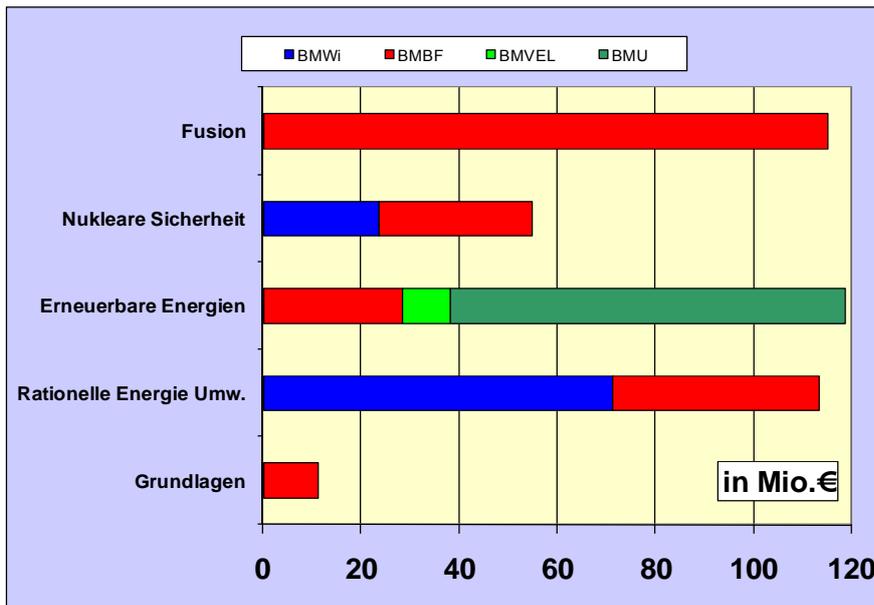


Bild 7: Ausgaben für Energieforschung der Bundesrepublik Deutschland in 2006 in Mio. € aufgeteilt nach den zuständigen Ministerien

Für den Zeitraum 2007 bis 2009 sind für Energietechnologien Ausgaben von 2 Mrd. Euro geplant worden, somit eine Erhöhung um über 30 % gegenüber den vorangegangenen Jahren. Tatsächlich wurden in 2007 nur 20 Mio. € oder knapp 5 % mehr als im Vorjahr ausgegeben. Bild 8 zeigt einen Vergleich der Forschungsausgaben für die Länder USA, Japan, U/K und Deutschland auf der Basis der IEA-Statistik.

Tabelle 8: Länderkennwerte jährlichen Ausgaben für Energieforschung in 2005

	DE	USA	JP	UK
Energieforschung in Mio \$	513,3	3017,8	3905,3	129,9
Einwohner in Mio.	82,5	297,7	127,4	58,8
Bruttoinlandsprodukt in Mrd.\$	2789,2	12492,8	4646,7	2195,1
Bundeshaushalt 2005 in Mrd \$	322,7	2400,0	746,4	< 828 >
Energieforschung pro Kopf in \$	6,2	10,1	30,7	2,2
Anteil am BIP in ‰	0,18	0,24	0,84	0,06
Anteil am Bundeshaushalt in ‰	1,59	1,26	5,23	n.a.

Wesentliche Schlussfolgerungen über die Leistung der einzelnen Länder im Bereich der Energieforschung liefern Tabelle 8 und Bild 9. Sie zeigen, dass Deutschland mit pro-Kopf- Ausgaben von ungefähr 6,20 \$ im Vergleich mit Japan und den USA einen

großen Nachholbedarf hat. Auch die EU insgesamt investiert nicht in dem Maße, wie es für die Bedeutung der Energieforschung heute und in Zukunft erforderlich wäre.

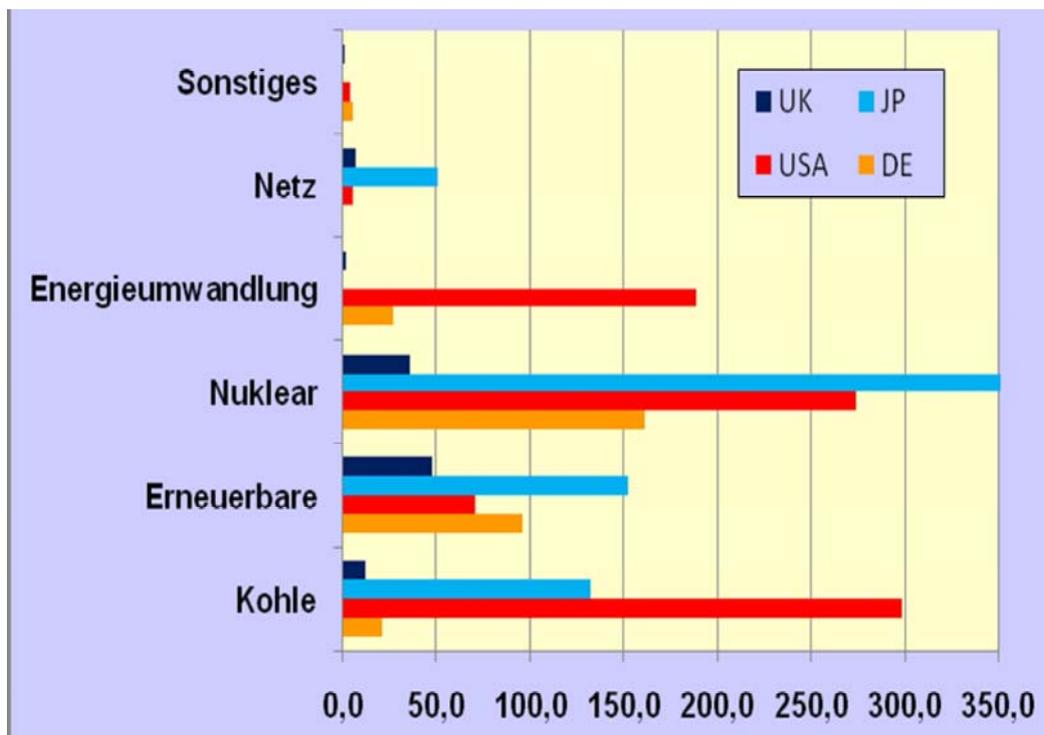


Bild 8: Übersicht über die Forschungsausgaben ausgewählter Länder in Mio. US \$⁶

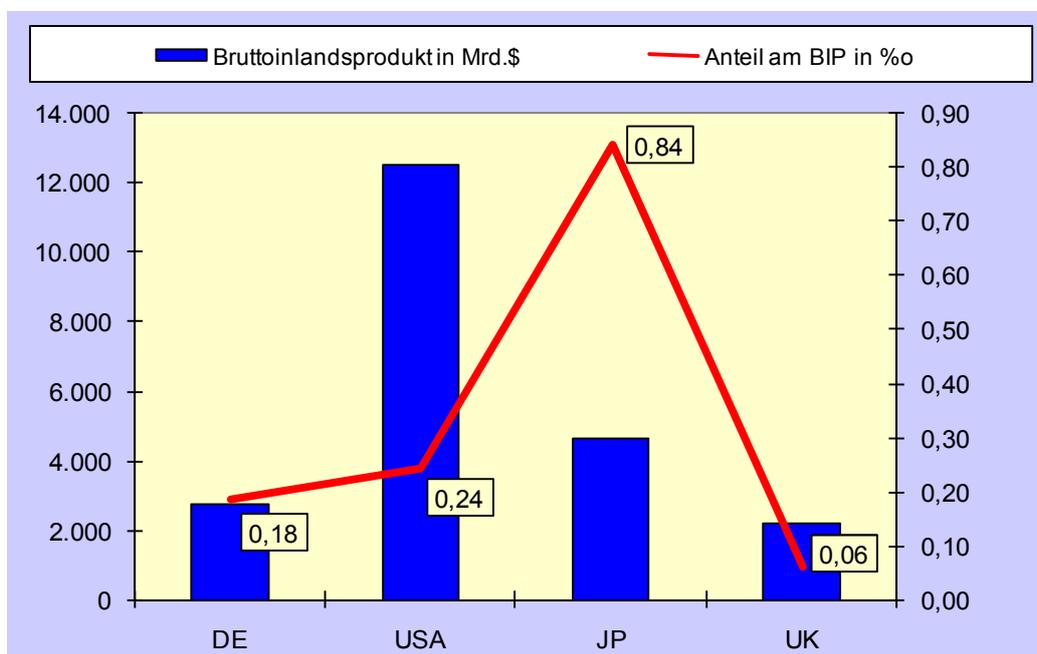


Bild 9: Ausgaben für Energieforschung im Vergleich zum BIP in 2005 für ausgewählte Länder

⁶ Quelle: IEA. Die angegebenen Werte gelten für 2005 und beschreiben die Ausgaben der jeweiligen Zentralregierung in US \$ (Stichtag 1.1.2005). In Bezug auf Deutschland fehlen die Bundesländer mit Aufwendungen von jährlich ca. 80 Mio. €. Auf Angaben für Frankreich wurde nicht eingefügt, da diese nur bis zum Jahr 2002 publiziert wurden.

4.7.2 Strategische Schwerpunkte

Energiepolitik und Energieforschung sind eng miteinander verknüpft. Sie sind strategische Hebel für die Wirtschaftspolitik und für die Prosperität eines Landes und müssen entsprechend langfristig ausgerichtet sein. Entscheidungen, die heute getroffen – oder unterlassen – werden, haben Reichweiten über mehrere Jahrzehnte. Kurzfristige Änderungen der Entscheidungen durch die Politik schaffen Unsicherheiten für die Forschung und die Investitionen in die Infrastruktur eines Landes.

Die Energiepolitik und damit die Energieforschung sind wegen der aktuellen Klimadiskussion von überragender Bedeutung. Deutschland benötigt deshalb die Entwicklung und Umsetzung eines strategisch ausgereiften und auf 2 bis 3 Jahrzehnte angelegten Konzeptes für die Energieversorgung und die Energieforschung. Die Bemühungen der Großen Koalition, eine solche langfristige Strategie zu entwerfen, verdienen Unterstützung. Neben der strategischen Ausrichtung ist ergänzend eine organisatorische Straffung der Kompetenzen für Energie und Klima in einem Ministerium oder Bundesamt dringend erforderlich.

Um den Energiemix zur Erreichung der Klimaziele – unter Berücksichtigung der zeitlich möglichen Realisierbarkeit und der Leistungsfähigkeit der Volkswirtschaft – festlegen zu können, ist die Importabhängigkeit zu untersuchen und eine Grenze für Importquoten zu festzulegen. Damit ergibt sich eine Orientierung, wie stark wir auf heimische Energien zurückgreifen müssen. Zu bedenken ist, dass die Verwendung zulässiger und gewünschter Energieträger langfristig festzulegen ist, damit für Investitionen in Kraftwerke über mehrere Jahrzehnte politisch und wirtschaftlich stabile Rahmenbedingungen gegeben sind.

Eine derartige – hier nur grob skizzierte – strategische Konzeption ist die Voraussetzung für eine konsistente und auf die Zukunft langfristig ausgerichtete sowie mit der EU abgestimmte Forschungspolitik. Die in der Regel über viele Jahre, in manchen Fällen auch über Jahrzehnte (z.B. Fusionsforschung) anzulegende Forschungsprogramme bedürfen einer Kontinuität in der Mittelausstattung. Dies betrifft auch das Forschungspersonal, da Forschungskapazität höchster Qualität nur kontinuierlich und langfristig aufgebaut werden kann. Eine kurzsichtig angelegte Strategie schafft Unsicherheiten und fördert die Abwanderung.

Die Mittelausstattung in der Energieforschung durch die Bundesregierung ist für die Periode 2007-2009 deutlich erhöht worden. Gleichwohl erreicht sie bei Weitem nicht das Niveau vergleichbarer Länder wie Japan oder USA (siehe oben). Eine kontinuierliche Erhöhung der Forschungsmittel in den nächsten Jahren ist dringend erforderlich, um diese Lücke zu schließen. Dabei sollten die Mittel gezielt eingesetzt werden. Die Schwerpunkte eines solchen Programms orientieren sich an dem Energie-Mix, mit dem eine Reduzierung der Importabhängigkeit und der Umweltbelastung erreicht werden kann.

Tabelle 9 gibt aus Sicht des VDE einen Überblick über diese Schwerpunkte und die anzustrebende Aufteilung der Mittel. Sie sind auf wenige, hochqualifizierte Einrich-

tungen zu konzentrieren, die sich im Wettbewerb um die Mittel bewerben. Der Wettbewerb darf nicht nur „einmalig“ durchgeführt werden, sondern ist ständig von den ausgewählten Einrichtungen zu bestehen, so wie sich Industrieunternehmen am Markt behaupten müssen.

Unter Berücksichtigung der aktuellen Herausforderungen in der elektrischen Energieversorgung sollte sich die strategische Ausrichtung von Forschungsschwerpunkten hauptsächlich, aber nicht ausschließlich auf die elektrische Energieversorgung bei ortsfesten Anwendungen beziehen. Die zunehmende Vernetzung der unterschiedlichen Energieträger und deren Verwendung, u. a. auch im Verkehrssektor, sprechen dafür, dass zusätzlich andere Energieträger hinsichtlich ihrer Verknüpfung mit elektrischer Energie Berücksichtigung finden. Mittelfristig gehören hierzu insbesondere solche Energieträger, die mit einer hohen Energiedichte in mobilen Einrichtungen (z.B. PKW) eingesetzt werden können und im Rahmen der angestrebten Reduzierung der Importabhängigkeit nach und nach konventionelle „Kraftstoffe“ ersetzen müssen. Als Beispiel hierfür sei die Wasserstofftechnologie genannt. In diesem Zusammenhang ist ergänzend auch die Speicherung von Energie zu betrachten, da eine zukünftige nachhaltige Energieversorgung nur dann erfolgreich umgesetzt werden kann, wenn eine Entkopplung von Angebot und Nachfrage durch Zwischenspeicherung möglich ist.

Tabelle 9: Schwerpunkte eines langfristig angelegten Forschungsprogramms

Schwerpunkte	Lösung	Technologieansatz beispielhaft	Anteil am Budget(%)	Budget/a in Mio.€
Energimix halten		Gesamtsystem optimieren	5	50
		Neue Stromversorgungskonzepte	5	50
Importabhängigkeit reduzieren	Effizienzsteigerung	KW Wirkungsgrade erhöhen; KWK Prinzip nutzen	25	250
		Nutzung eigener Ressourcen		
	Biomassetechnologien	80		
	Kohletechnologien inkl. Schadstoffvermeidung (u.a. CO2)	50		
	Windnutzungstechnologien inkl. Erzeugung sek. Energieträger (H2, Methanol, Ethanol)	120		
	Fission-/Fusionstechnologie	5	50	
	Verbesserung Stromtransport	Energieübertragung über große Entfernungen oder doch nur Primärenergie	5	50
	Entwicklung von Energiespeichern	neue Speichertechnologien Wasserstofftechnologien	15	150
Lastmanagement	IT & Automatisierungstechnologien	5	50	
Umweltverschmutzung eindämmen		nuklearer Abfall: Umwandlung und Endlagerung	10	100
		Reduzierung Treibhausgase und Schadstoffe(s.o.)		
Summe ohne Aufwendungen für Energiesparen			100	1.000

4.7.3 Forschungsprogramme

Systemstrukturen

Als Gesamtsystem sind alle Komponenten des elektrischen Energieversorgungssystems und ihre Interaktion zu verstehen, also Kraftwerke, Leitungen, Umspann- und Schaltstationen sowie die Einrichtungen zur Überwachung und Steuerung. Wegen der Wechselwirkung mit anderen Energieträgern sollten aber auch Transport, Lagerung (Speicherung) und Anwendung von z. B. Erd- und Biogas sowie Wasserstoff in die Betrachtung mit einbezogen werden.

Studien, Forschungsvorhaben und Programme zur Weiterentwicklung heutiger Techniken sowie zur Suche nach neuen technischen Lösungen und deren praktischer Umsetzung müssen nicht nur die jeweiligen Komponenten optimieren, sondern sollten immer auch den jeweiligen Nutzen im Gesamtsystem bewerten. Dies stellt nicht nur hohe Ansprüche an das Personal bei der Durchführung von Forschungsvorhaben, sondern erfordert bei deren Planung und insbesondere auch bei der Bewertung ihrer Ergebnisse Ressort übergreifendes Handeln. Der Blick und die Zusammenarbeit über Fach- und Kompetenzgrenzen hinweg sind damit unverzichtbar.

Kraftwerke

Kraftwerke auf Basis fossiler Energien

Bei der zukünftigen Forschung und Entwicklung auf dem Gebiet der fossilen Kraftwerke sollen folgende Hauptansätze verfolgt werden:

Der evolutionäre Ansatz sieht eine Steigerung des Wirkungsgrades vor. Allein durch den Einsatz neuester Kohlekraftwerkstechnik ließe sich mehr als ein Viertel der globalen Emissionen vermeiden, durch den Einsatz neuester GuD-Technik sogar zwei Drittel der weltweiten CO₂-Emissionen einsparen. In kohlebefeueten Kraftwerken zielen die Entwicklungen u.a. auf höhere Wirkungsgrade durch Anhebung der Dampfzustände (auf 580 °C / 270 bar), reduzierte Verluste im Wasser-Dampf-Kreislauf sowie Verbesserungen von Komponenten und Prozessparameter, z.B. bessere Zwischenüberhitzer oder Kohletrocknungssysteme. Bei erdgasbefeueten Gasturbinen und GuD-Kraftwerken lassen sich Wirkungsgradverbesserungen durch weitere Erhöhungen der Prozesstemperatur der Gasturbine erreichen. Ein weiterer Entwicklungsschwerpunkt liegt in der Verwendung unterschiedlicher Brennstoffe. So werden zukünftige Gasturbinen verstärkt Synthesegase aus IGCC-Anlagen (Integrated Gasification Combined Cycle) nutzen, hergestellt u.a. aus Kohle, Raffinerierückständen und Biomasse.

Der revolutionäre Ansatz sieht den Einsatz einer neuen Kraftwerkstechnik vor, insbesondere mit CO₂-Abtrennung. Entwicklungsziele sind hierbei eine Verringerung des Ressourcen- und Energiebedarfs sowie niedrigere Investitionen. Drei Technologien sind in der Diskussion: Dekarbonisierung des Brennstoffs vor der Verbrennung (Pre-Combustion), Abtrennung von CO₂ aus dem Abgas (Post-Combustion) oder die Ver-

brennung mit reinem Sauerstoff (Oxyfuel). Alternativ wird die Entwicklung hoch integrierter Kraftwerksanlagen für die kombinierte Erzeugung von Elektrizität, Wasserstoff, Stickstoffdünger und synthetischen Treibstoffen verfolgt.

Kraftwerke auf Basis erneuerbarer Energien

Die Vorgaben der Politik sehen eine deutliche Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien an der Strombereitstellung vor. Dies erfordert F&E-Anstrengungen zur Überwindung technischer Probleme sowie zur Verbesserung von Effizienz und Wirtschaftlichkeit.

Windenergie: Die Aktivitäten zur Kostensenkung sind fortzuführen. Hierzu zählen die Entwicklung kostengünstiger Materialien, die Optimierung der Wartung sowie der Einsatz von Monitoringsystemen zur Betriebsüberwachung. Für den Offshore-Bereich sind die Gründungsverfahren weiterzuentwickeln sowie die vorbeugende Instandhaltung und Wartung zu optimieren. Ergänzend werden innovative Speichersysteme wie Luftspeicherkraftwerke zur Entkopplung von Energieangebot und -nachfrage benötigt.

Geothermie: Ziel der Entwicklung sind kostengünstige Bohrtechnologien. Zur Ausweitung der geothermischen Nutzung in Regionen mit geringem Temperaturniveau sind Verfahren wie der ORC- und Kalina-Prozess zu verbessern. Hierzu zählt auch die Entwicklung neuer Turbinenschaufeln zur Wirkungsgradsteigerung.

Photovoltaik: Neue Materialien und Fertigungsverfahren werden benötigt, um die Wirkungsgrade zu steigern bzw. die Herstellungskosten zu senken. Standardisierte Verfahren zur Systemintegration bieten die Basis, um die Aufstellungskosten zu verringern. Ergänzend sind Wirkungsgrade und Herstellungskosten der Wechselrichter zu optimieren, da bei sinkenden Modulkosten die peripheren Einrichtungen die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems beeinflussen.

Wasserkraft: Neue Turbinen für Kleinanlagen mit höheren Wirkungsgraden sind zu entwickeln, um bestehende Anlagen effizienter zu betreiben. Hierbei sind auch die ökologischen Auswirkungen einer verstärkten Wasserkraftnutzung zu bewerten.

Biomasse: Die Arbeiten konzentrieren sich auf die Entwicklung kleiner kostengünstiger Vergasungssysteme. Bei motorischen Systemen werden Technologien zur Vermeidung von Teerausscheidung bei holzhaltigen Energieträgern benötigt. Bei größeren Verbrennungsanlagen sind Verfahren erforderlich, mit denen sich die Anforderungen an den Umweltschutz kostengünstig erfüllen lassen. Ergänzend hierzu sind Technologien zu entwickeln, mit denen sich flüssige Sekundärenergieträger aus Biomasse gewinnen lassen.

Fusionskraftwerke

Die Fusion gilt als die Energiequelle der Zukunft. Mit der Entscheidung zur Realisierung des ITER-Experimentes in Cadarache in Südfrankreich unter Beteiligung der EU, den USA, Russland, China, Indien, Südkorea und Japan wird der Weg zum Be-

weis der prinzipiellen Machbarkeit der Fusion unter kraftwerksähnlichen Bedingungen geebnet. Forschungsschwerpunkte sind:

Plasmaphysik: Das Verständnis der praktischen und theoretischen Plasmaphysik hat in den letzten Jahrzehnten große Fortschritte gemacht. Trotzdem sind noch erhebliche theoretische und experimentelle Arbeiten zu leisten.

ITER und Neutronenquelle: Bau und Betrieb von ITER bilden das Herzstück des europäischen und weltweiten Fusionsforschungsprogramms. Hierbei soll ITER der erste Reaktor mit einer positiven Energiebilanz werden. Als problematisch gilt derzeit die Materialbelastung durch Neutronen. Zur Bewertung dieser Einflüsse - Beschädigung durch Neutronenfluss und Spektrum - ist eine Neutronenquelle geplant, die ein zukünftiges Fusionskraftwerk realistisch simuliert. Pläne hierfür wurden im Rahmen des IFMIF-Projektes unter Federführung der IEA erarbeitet.

Technologieentwicklung: Für alle ITER-Schlüsseltechnologien wurden Prototypen bereits erfolgreich getestet. Dennoch ist bei der Herstellung von Fusionskraftwerken davon auszugehen, dass weitere neue Technologien benötigt werden. Hierzu zählt u.a. das Brutblanket. Die Entwicklung erosions- und neutronenbeständiger Materialien gilt in diesem Zusammenhang als die größte Herausforderung

Die Entwicklung der Fusion ist heute durch internationale Vereinbarungen abgesichert. Wichtig ist, dass diese national Berücksichtigung finden. Damit deutsche Institute und Unternehmen weiterhin international eine führende Rolle einnehmen können, ist die Forschung auf einem hohen Niveau zu abzusichern.

Fissionskraftwerke

Die Kernenergie in Form der Fission gilt derzeit als eine wichtige Säule der Energieversorgung in der Europäischen Union. Deshalb ist trotz des deutschen Ausstiegsbeschlusses, u.a. beeinflusst durch die CO₂-Diskussion und die erwartete Verknappung der fossilen Energieträger Öl und Gas, die Diskussion über ihre Nutzung auch in Deutschland wieder heftig in Gang gekommen. Damit Kernenergie elektrische Energie weitgehend CO₂-frei erzeugt kann, gilt sie als Option, um die CO₂-Emissionen zu senken und den Klimaschutz zu verbessern.

Im Mai 2001 wurde das "Generation IV International Forum for Advanced Nuclear Technology (GIF)" gegründet und dient der Entwicklung fortgeschrittener kerntechnischer Systeme. Beteiligt sind die Länder Argentinien, Brasilien, EU (Euratom), Frankreich, Großbritannien, Japan, Kanada, Schweiz, Südafrika, Südkorea und USA. Wegen des Ausstiegsbeschlusses ist Deutschland derzeit nicht Mitglied dieses Forums.

Für die Weiterentwicklung der Kernenergie wurden durch GIF folgende Ziele definiert:

- Die Kapitalkosten sind im Vergleich zu heutigen Systemen deutlich zu senken.
- Die Sicherheit ist zu verbessern, sodass auch beim schwersten denkbaren Störfall keine Folgen außerhalb des Betriebsgeländes auftreten.

- Die Weiterbehandlung des verbrauchten Brennstoffs soll on-site erfolgen, um das Transportvolumen für gefährliche Stoffe weitgehend zu reduzieren.
- Das Risiko einer heimlichen Nutzung zu militärischen Zwecken ist zu minimieren.
- Die Behandlung verbrauchter Brennstoffe ist essentiell für die weitere Nutzung der Kernenergie. Hierzu bieten sich vier Verfahren an:
 - "Once-Through-Cycle" mit direkter Endlagerung
 - Chemische Abtrennung von Plutonium mit partieller Rückführung in den kommerziellen Brennstoffkreislauf und Endlagerung der Reststoffe
 - Abtrennung von Plutonium mit vollständiger weiterer Umsetzung im Brennstoffkreislauf
 - Rückführung sämtlicher Aktiniden in den Brennstoffkreislauf und Endlagerung von – gegenüber Once-Through – vergleichsweise geringen Mengen strahlenden Abfalls.

Energiespeicherung

Bei vielen erneuerbaren Energien (Wind, Sonne, Fließwasser) gewinnt man die Elektrizität aus dem momentanen Leistungsangebot das naturbedingt schwankt (Windgeschwindigkeit, Strahlungsintensität, Wasserströmung) und nicht immer genutzt werden kann. Derzeit lassen sich diese Fluktuationen noch mit Regelkraftwerken ausgleichen, allerdings sinkt deren Wirkungsgrad bei Teillast, außerdem steigen die Kosten und die spezifischen Emissionen. Bei fehlendem Angebot müssen bereitgehaltene Wärmekraftwerke die Leistung liefern, ein Überangebot an erneuerbarer Energie muss ausgeglichen werden, auch Windfarmen sollten bei Starkwind gedrosselt werden, was heute nur bei netzbedingten Engpässen vorgesehen ist.

Als Ergänzung bzw. Alternative für den Ausgleich großer und lang andauernder Leistungsschwankungen bieten sich Energiespeicher an, wobei verschiedene physikalische Verfahren in Betracht kommen. Hierzu zählen insbesondere:

- Wasser- oder Druckluft-Speicher,
- Schwungräder,
- Thermische Speicher,
- Kondensatoren,
- Supraleitende Spulen,
- Batterien und Wasserstoff.

Einige dieser Verfahren befinden sich im frühen Entwicklungsstadium oder eignen sich nicht für die in der Energieversorgung notwendigen großen Leistungen und Speicherkapazitäten. Sie könnten aber als lokale Speicher dienen, etwa für Photovol-

taik-Generatoren. Für die Anwendung in der Energieversorgung werden z. T. heute noch nicht vorhandene Großspeichersysteme benötigt.

Es müssen erhebliche Forschungsanstrengungen unternommen werden, um die Kapazitäten der Speicher zu vergrößern. Das gilt sowohl für solche für lokale Anwendungen, aber auch für die, die in der Energieversorgung für die mittel- und langfristige Energiespeicherung zum Einsatz kommen.

Netze

Neue Versorgungsaufgaben

Politische Entscheidungen haben zu gravierenden Änderungen der Lastflüsse im deutschen und europäischen Verbundnetz geführt. Den Lastflüssen von Norden nach Süden, bedingt durch hohe Windenergieeinspeisungen, überlagern sich Lastflüsse von Ost nach West oder umgekehrt durch den Stromhandel. Die betrieblichen Reserven im Netz werden dadurch bereits heute vollständig in Anspruch genommen, zulasten der Sicherheit des Verbundsystems. Regelmäßig kommt es inzwischen in den stark belasteten Übertragungsnetzen in zentraler Lage Europas zu kritischen Betriebssituationen mit der Gefahr großräumiger Versorgungsunterbrechungen.

Deshalb sollten für verschiedene zukünftige Erzeugungsszenarien – auch unter Berücksichtigung der durch Handel oder extreme Witterungssituationen vorgegebene Randbedingungen – der Bedarf für zusätzliche Übertragungskapazitäten durch grenzüberschreitende Studien ermittelt werden.

Einbindung von Windenergieanlagen

Bis zum Jahr 2015 wird mit dem Zubau von über 800 km Höchstspannungsleitungen zum Abtransport der Windkraftleistung gerechnet [98]. Der geplante Ausbau der Windenergie macht danach den Neubau von mehr als 1.000 km Leitungen nötig. Hier sind Leitungskonzepte gefragt, die einerseits die an sie gestellten Aufgaben technisch und kostengünstig erfüllen, andererseits durch sozial und ökologisch verträgliche Lösungen eine zügige Umsetzung ermöglichen.

Zur Beteiligung an der betrieblich erforderlichen Spannungshaltung in den Netzen müssen WEA entsprechend der Erzeugungssituation Blindleistung in ausreichender Höhe liefern können. Sie sind hierzu in geeignete Regelkonzepte einzubinden. Auch an die Schutztechnik ergeben sich neue Herausforderungen, die noch zu lösen sind.

Der Transport der Energie aus den geplanten Offshore-Windparks in der Nord- und Ostsee mit einer Gesamtleistung von etwa 20.000 MW stellt eine weitere Herausforderung dar. Diese Leistung ist direkt zu den Lastschwerpunkten im Zentrum Deutschlands zu übertragen. Neben der klassischen Drehstromtechnik werden hierzu Möglichkeiten zur Anwendung der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) auf neuen Trassen untersucht. Dabei sind auch Alternativen zu einer weiträumigen Stromübertragung einzubeziehen: z.B. die Herstellung von Wasserstoff

durch Elektrolyse vor Ort und die anderweitig mögliche Verwendung (z.B. für die Versorgung von Brennstoffzellen-Fahrzeugen).

Dezentrale Einspeisekonzepte

Neben WEA kommen zunehmend Photovoltaik-Anlagen in den Nieder- und Mittelspannungsnetzen zum Einsatz. Weiterhin ist künftig mit einem starken Zubau von KWK-Systemen zu rechnen. Auf einen derartigen Massenmarkt sind auch die Netze rechtzeitig vorzubereiten, da u.a. auch Netzzustände mit umgekehrtem Lastfluss – also von den Niederspannungsnetzen in Richtung Mittel- und Hochspannungsnetze – zu erwarten sind.

Regelleistung

Neue Konzepte zur Spannungsregelung speziell in Niederspannungsnetzen sind erforderlich. Hierzu zählen der vermehrte Einsatz von Kurzschlussstrombegrenzern, modifizierte Schutzkonzepte und -geräte, dezentrale Regelkonzepte und die Zusammenfassung dezentraler Erzeuger zu sog. „virtuellen Kraftwerken“. Dies beinhaltet immer auch die Einbeziehung moderner Informations- und Kommunikationstechnik. Obwohl Erzeugungsprognosen immer zuverlässiger werden, stellt das fluktuierende Dargebot regenerativer Energieträger bei der hohen installierten Leistung die Regelkraftwerke vor große Herausforderungen. Neben einer Einbeziehung der WEA in die Netzregelung stellt sich damit die Frage nach der Energiespeicherung zur Entkopplung von Erzeugung und Nachfrage. Bei zunehmender dezentraler Erzeugung müssen sich aber auch kleinere Einheiten an der Netzregelung beteiligen. Neben einer Erzeugungsregelung ist auch in gewissen Grenzen eine Anpassung des Verbrauchs an die verfügbaren Erzeugungskapazitäten prinzipiell möglich. Eine Verbrauchsanpassung (Demand Side Management) kann insbesondere dann interessant werden, wenn z.B. der Bau neuer Regelkraftwerke oder neuer Leitungen vermieden werden kann.

Antriebstechnik

Im Bereich des Verbrauchs elektrischer Energie stellt die Antriebstechnik das größte Potential zur Energieeinsparung und damit zur CO₂-Reduktion dar. Dabei ist der größte Teil des Einsparpotentials in der Systemtechnik und Anlagentechnik zu heben.

Neben der Verbesserung der Wirkungsgrade der einzelnen Komponenten müssen neue Antriebskonzepte, eine verbesserte und intelligente Regelungstechnik und ein verändertes Nutzungsverhalten Gegenstand der Forschung und Entwicklung sein.

4.7.4 Handlungsbedarf

Während der letzten Jahrzehnte hat in Deutschland die energietechnische Forschung einen starken Rückgang zu verzeichnen. Erst in den letzten beiden Jahren wurden die Anstrengungen des Staates in Energieforschungsbereich wieder erhöht. Die Steigerung der Mittel entspricht bei Weitem noch nicht dem Notwendigen, wel-

ches der VDE als erforderlich ansieht, um die Herausforderungen im Bereich der Energieversorgung der Zukunft zu meistern.

Der VDE sieht auf dem Energiesektor nachstehenden Handlungsbedarf:

- Qualitative und auch grob quantitative Festlegung des Energiemix für die kommenden zwei bis drei Jahrzehnte;
- Festlegung von Grenzwerten für die Menge an importierten Energieträgern;
- Quantitative Festlegung von Energiesparzielen und Kennwerten für die Energieeffizienz;
- Fixierung eines Forschungsrahmenprogramms für das nächste Jahrzehnt;
- Abstimmung dieses Rahmenprogramms mit der EU und ggf. USA und Japan;
- Verdoppelung der heutigen staatlichen F&E-Aufwendungen für den Energiesektor bis 2010;
- Vergabe von Forschungsgeldern – wo immer möglich – im Wettbewerbsprinzip, d. h. nur an die besten Forschungseinrichtungen;
- Bereitstellung der Finanzmittel zuverlässig und langfristig;
- Abstimmung zwischen staatlicher und industrieller Forschung – wo immer möglich;
- Studiengänge für Energietechnik an den Hochschulen stärken, dabei Schwerpunkte bilden;
- Junge Menschen für das Studium der Energietechnik gewinnen;
- Öffentlichkeit über Zusammenhänge aufklären.

Mit dem IEKP wurde ein erster wichtiger Schritt zur Verbesserung der Situation getan. Ein Teil der oben aufgelisteten Forderung wurde inzwischen durch das neue Regierungsprogramm erfüllt.

Die Zeit, die anstehenden Herausforderungen auf den Gebieten Energie und Klima anzugehen und Lösungen zu entwickeln, läuft uns davon. Wir müssen daher jetzt handeln, wenn wir in 2-3 Jahrzehnten eine sichere Energieversorgung und ein stabiles Klima haben wollen.

5 Bewertung der IEKP-Ziele und -Maßnahmen

5.1 Ziele der Bundesregierung bis 2020

Die Bundesregierung hat in 2007 ihre langfristige Energie- und Klimapolitik im integrierten Energie- und Klimaprogramm IEKP festgelegt. Sie hat darin klare, quantitative Ziele formuliert, die bis zum Jahr 2020 erreicht werden sollen. In Tabelle 10 sind die fünf übergeordneten Ziele zusammengefasst. Die Reduktion der CO₂-Emissionen um 40 % ist daran gekoppelt, dass die EU ihrerseits die CO₂-Emissionen um 30 % senkt. Ist das nicht der Fall, sieht die Bundesregierung ein Ziel von -30 % vor. Alle fünf Ziele sind höchst ambitioniert. Das gilt insbesondere für die Reduktion des Stromverbrauchs, wenn man berücksichtigt, dass der Trend der letzten Jahre bei +0,6 % und der der letzten 15 Jahre bei +1,2 % pro Jahr lagen.

Tabelle 10: Die Energie- und Klima Zielvorstellungen der Bundesregierung

Anteil der Erneuerbare Energien am Strom Mix	25% - 30%
Anteil der Erneuerbare Energien am Wärme Mix	14%
Reduktion des CO ₂ gegenüber Stand 1990	-40%
Anteil von KWK am Kraftwerks Mix	25%
Reduktion des Stromverbrauchs ggü. 2006	-20%

Im diesem Kapitel soll untersucht werden, ob und gegebenenfalls wie die von der Bundesregierung vorgegebenen Ziele erreicht werden können.

Neben den übergeordneten Zielen sind im IEKP auch Detailziele formuliert worden, wie die 40 % -Einsparungen an CO₂ erreicht werden sollen. In der Tabelle 3 (Seite 22) sind die IEKP-Maßnahmen in Paketen zusammengefasst und deren CO₂-Einsparziele angegeben. Die Summe von 270 Mio.t. CO₂ muss zusätzlich zum bisher Erreichten (Stand 2005) erbracht werden, um insgesamt die 40% -Einsparungen gegenüber dem Stand von 1990 zu erfüllen.

Die Bewertungen dieser Studie beziehen sich ausschließlich auf die stromrelevanten Maßnahmen – entsprechend dem Arbeitsgebiet der Energietechnischen Gesellschaft im VDE. In Tabelle 2 sind die betrachtenden Maßnahmen ausgewiesen.

5.2 Szenarien der Erzeugungs-/Verbrauchsentwicklung bis 2020

Um die Maßnahmen und Ziele des IEKP beurteilen zu können, muss man zunächst Vorstellungen entwickeln, wie die wahrscheinliche Entwicklung des Stromverbrauchs bis 2020 verlaufen wird und mit welchen Erzeugungsszenarien diese Strommenge generiert werden kann.

In dieser Studie werden drei Verbrauchsszenarien angenommen.

- Entwickelt sich der Verbrauch nach dem langjährigen Trend, dann ist mit einem Anstieg von +1,2 %/a zu rechnen.
- Nimmt man die Entwicklung der letzten 3 Jahre zum Maßstab der zukünftigen Entwicklung, dann ist ein Zuwachs von +0,6 %/a wahrscheinlicher.
- Im Kontrast dazu steht das Ziel des IEKP, bis 2020 insgesamt 20 % beim Stromverbrauch gegenüber 2005 einzusparen. Das bedeutete eine Reduktion von -1,7 %/a bis 2020, eine Annahme, die höchst ambitioniert, praktische jedoch nicht sehr wahrscheinlich ist. Unterstellt man nämlich, dass der derzeitige Trend dagegen einen Zuwachs von 8 - 17 % bis 2020 zur Folge hätte, dann müsste die Einsparungen einen Hub von 30 - 40 % erbringen.

Auf der Erzeugungsseite wurden in dieser Studie vier Grundscenarien betrachtet, wobei drei davon sich in jeweils 2 Varianten ausprägen:

- 1. „Regierung“: In dieses Szenarium sind alle Regierungsbeschlüsse integriert, die die Erzeugungsseite betreffen: Ausstieg aus der Kernenergie; zügiger Ausbau der erneuerbaren Energien auf 25 – 30 %, Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung auf 25 % vom Gesamtmix.
- 2. „Kostenoptimal“: Um ein Optimum auf der Kostenseite zu erzielen, wird der Ausbau der Erneuerbaren Energien wesentlich verlangsamt, die Kernenergie auf reduziertem Niveau (Laufzeitverlängerung der Konvoikraftwerke) weiter betrieben und etwa 40 % des Stroms aus fossilen Quellenerzeugt.
- 3. „Umweltoptimal“: Zur massiven Reduktion der CO₂-Emissionen wird in diesem Szenarium angenommen, dass der Ausstieg aus der Kernkraft zurückgenommen wird und die vorhandenen Kraftwerke durch Laufzeitverlängerung bis 2030 - 2040 betrieben werden. Gleichzeitig werden die erneuerbaren Energien auf das von der Regierung angestrebte Niveau von 25 - 30 % ausgebaut. Die fossilen Energieträger ergänzen den Mix auf 100 %.
- 4. „Wie 2 mit CCS“: Dieses Szenarium ist eine Variante vom Szenario 2 „Kostenoptimal“. Es unterstellt, dass im nächsten Jahrzehnt Kohlekraftwerke schrittweise mit CCS -Technologie ausgerüstet werden, sodass die CO₂-Emissionen in der Kohlekraftwerksflotte merklich reduziert werden können. Es wird ambitioniert angenommen, dass bis 2020 25 % der Kohlekraftwerke mit dieser Technologie aus- bzw. nachgerüstet sind.
- 5. „Wie 3 mit CCS“: Analog zu 4, allerdings bezogen auf das Szenarium 3.

- 6. „ohne K&K“: Diese Szenario orientiert sich an den Forderungen von Umwelt-verbänden wie Greenpeace oder dem BUND. Es unterstellt den kompletten Ausstieg aus der Kernkraft und der Kohle bis 2020. Der Strom wird ausschließlich aus erneuerbaren Energien und Gas erzeugt.
- 7. „Auslauf K&K“: Da das Szenarium 6 „ohne K&K“ aus zeitlichen Gründen bis 2020 praktisch nicht umgesetzt werden kann, eher bis 2030-2040, wird in diesem Szenario zwar der Ausstieg aus der Kernenergie realisiert, der Kohleausstieg aber zunächst in einem ersten Schritt auf 50 % des heutigen Niveaus umgesetzt, um dann im folgenden Jahrzehnt der kompletten Ausstieg zu schaffen.

In allen Szenarien wird technisch sichergestellt, dass die Stromversorgung sicher funktioniert, d.h. es werden die Volatilität und die zeitweise Unverfügbarkeit der erneuerbaren Energien durch entsprechende Backup-Kraftwerke (fossil) ausgeglichen. Es wird weiterhin unterstellt, dass die Übertragungsnetze so ausgebaut werden, dass der Strom aus erneuerbaren Energien aus den Erzeugungsgebieten im Norden ungehindert in die Verbrauchszentren im Westen und Süden transportiert werden kann.

In Tabelle 11 bis Tabelle 13 sind die sieben Erzeugungsszenarien mit den drei Verbrauchsszenarien kombiniert. Für das Zieljahr 2020 werden die CO₂-Emissionen errechnet, die Investitionskosten ermittelt, die für den Zubau und die Erneuerung des Kraftwerksparks erforderlich sind, und es wird der Strom-Mix angegeben, der sich aus den getroffenen für das jeweilige Szenarium ergibt.

Tabelle 11: Erzeugungsszenarien bei einem Verbrauch von +1,2 % /a bis 2020.

Szenarien	0	1	2	3	4	5	6	7
	Stand	1. Regierung	2:Kosten-optimal	3:Umwelt-optimal	4:wie 2 mit CCS	5:wie 3 mit CCS	6:ohne K&K	7:Auslauf K&K
Verbrauch: +17% bis 2020 (=+1,2%/a)	2007	2020						
Kosten in Mrd €		206	134	180	147	188	357	236
		100,0	65,0	87,3	71,2		173,0	114,2
darin backup für Wind in Mrd €		11	2	18	3	11	21	15
CO2 in Mio.t/a	320,1	347,8	345,6	260,5	275,3	216,7	155,2	265,6
		100,0	99,4	74,9	79,2	62,3	44,6	76,4
Kohle in %	47,3	41,6	42,1	29,5	42,1	29,5	0,0	24,4
Gas in %	11,7	23,3	21,4	19,8	21,4	19,8	56,4	36,3
Öl in %	1,3	1,4	1,4	1,1	1,4	1,1	1,2	1,3
Müll in %	3,6	4,2	4,1	3,2	4,1	3,2	3,7	4,0
Kern in %	22,1	4,2	14,0	21,5	14,0	21,5	0,0	4,2
Erneuerbare in %	14,1	25,2	17,0	25,0	17,0	25,0	38,7	29,8
Summe	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Tabelle 12: Erzeugungsszenarien bei einem Verbrauch von +0,6 % /a bis 2020.

Szenarien	0	1	2	3	4	5	6	7
	Stand	1:Regierung	2:Kosten-optimal	3:Umwelt-optimal	4:wie 2 mit CCS	5:wie 3 mit CCS	6:ohne K&K	7:Auslauf K&K
Verbrauch: +8% bis 2020 (=+0,6/a)	2007	2020						
Kosten in Mrd €		193	120	163	128	170	348	229
darin backup für Wind in Mrd €		100,0 11	62,4 2	84,9 8	66,6 2	8	180,8 17	118,9 12
CO2 in Mio.t/a 2020	320,1	310,4	305,7	231,1	243,5	186,3	134,8	233,1
		100,0	98,5	74,5	78,5		43,4	75,1
Kohle in %	47,3	40,2	40,5	28,4	40,5	28,4	0,0	23,3
Gas in %	11,7	22,5	20,6	19,1	20,6	19,1	53,3	34,6
Öl in %	1,3	1,4	1,3	1,0	1,3	1,0	1,2	1,3
Müll in %	3,6	4,1	4,0	3,1	4,0	3,1	3,5	3,8
Kern in %	22,1	4,6	15,2	23,4	15,2	23,4	0,0	4,6
Erneuerbare in %	14,1	27,3	18,4	25,0	18,4	25,0	42,0	32,4
Summe	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Tabelle 13: Erzeugungsszenarien bei einem Verbrauch von -1,7 % /a bis 2020.

Szenarien	0	1	2	3	4	5	6	7
	Stand	1:Regierung	2:Kosten-optimal	3:Umwelt-optimal	4:wie 2 mit CCS	5:wie 3 mit CCS	6:ohne K&K	7:Auslauf K&K
Verbrauch: -20% bis 2020 (= -1,7%/a)	2007	2020						
Kosten in Mrd €		132	79	130	101	149	310	210
darin backup für Wind in Mrd €		100,0 7	59,5 1	98,3 6	76,5 1	6	234,2 17	158,7 12
CO2 in Mio.t/a 2020	320,1	215,0	198,0	126,2	157,7	101,7	86,0	138,1
		100,0	92,1	58,7	73,4		40,0	64,2
Kohle in %	47,6	37,6	35,3	20,9	35,3	20,9	0,0	18,6
Gas in %	11,8	21,1	17,9	14,1	17,9	14,1	45,8	27,6
Öl in %	1,3	1,3	1,2	0,8	1,2	0,8	1,0	1,0
Müll in %	3,0	3,8	3,5	2,3	3,5	2,3	3,0	3,0
Kern in %	22,2	6,2	20,5	31,4	20,5	31,4	0,0	6,2
Erneuerbare in %	14,1	30,0	21,7	30,6	21,7	30,6	50,2	43,6
Summe	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

5.3 Vergleich der Szenarien

5.3.1 Investitionskosten

Die Investitionskosten für die Erneuerung und den Zubau des Kraftwerksparks wurden auf der Preisbasis 2008 errechnet. Die Ergebnisse sind in Bild 8 dargestellt.

Für alle Verbrauchsszenarien sind die Erzeugungsszenarien 2 und 4 die kostengünstigsten. Der Grund ist, dass bei diesen Szenarien die pro MW bzw. pro MWh noch immer sehr hohen Investitionskosten für Anlagen mit erneuerbaren Energien wegen deren geringeren Ausbaus nicht so stark zu Buche schlagen. Auch die weitere Nutzung der Kernkraftwerke reduziert die sonst erforderlichen Investitionskosten für den Ersatz durch andere Kapazitäten. Dieses trifft auch für die Szenarien 3 und 5 (u.a. weitere Nutzung der Kernkraft) zu, sodass die als „umwelt optimal“ bezeichneten Varianten geringere Investitionskosten aufweisen als das „Regierungs“-Szenarium. Mit Abstand die kostenintensivsten Varianten sind die Szenarien „Auslauf K&K“ bzw. „ohne K&K“, also der gleichzeitige Ausstieg aus Kernkraft und der Kohle, wobei der komplette Ausstieg drei- bis viermal so teuer wäre wie die kostenoptimalen Varianten 2 und 4.

Für alle Szenarien gilt selbstverständlich, dass die Investitionskosten mit der Erhöhung des Verbrauchs entsprechend steigen wie Bild 10 zeigt.

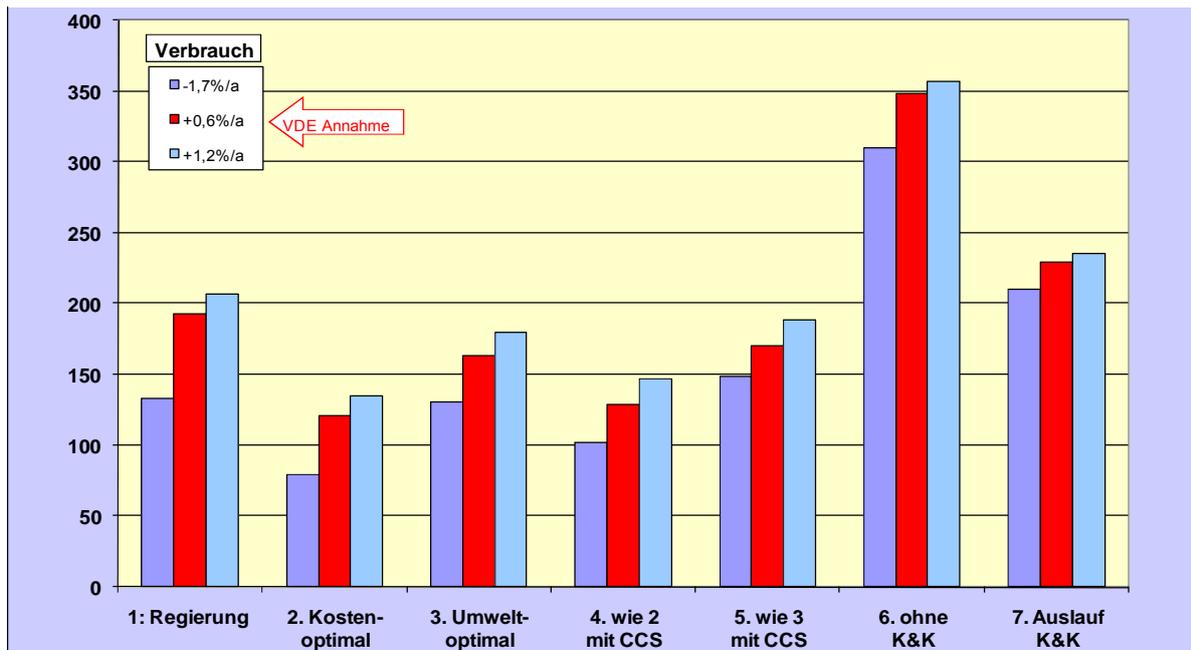


Bild 10: Investitionskosten für die verschiedenen Erzeugungsszenarien (in Mrd. € bis 2020)

5.3.2 CO₂-Emissionen

Ein anderes Bild ergibt der Vergleich der CO₂-Emissionen (Bild 11). Der komplette Ausstieg aus Kernkraft und Kohle würde die CO₂-Emissionen gegenüber heute massiv senken, auf die Hälfte im Verbrauchsszenario +1,2 %/a bzw. auf nahezu ein Viertel im Falle des Verbrauchsszenario -1,7 %/a. Diese Konstellation erscheint aber aus heutiger Sicht unwahrscheinlich, ja sogar utopisch. Die beste der realistischen Varianten ist das Szenario 5 (weiterhin Kernkraft, starker Ausbau der erneuerbaren Energien und Einsatz der CCS-Technologie in den Kohlekraftwerken). Gegenüber 2007 würden so die Emissionen um 30 % - 70 % gesenkt werden, je nach Entwicklung des Verbrauchs.

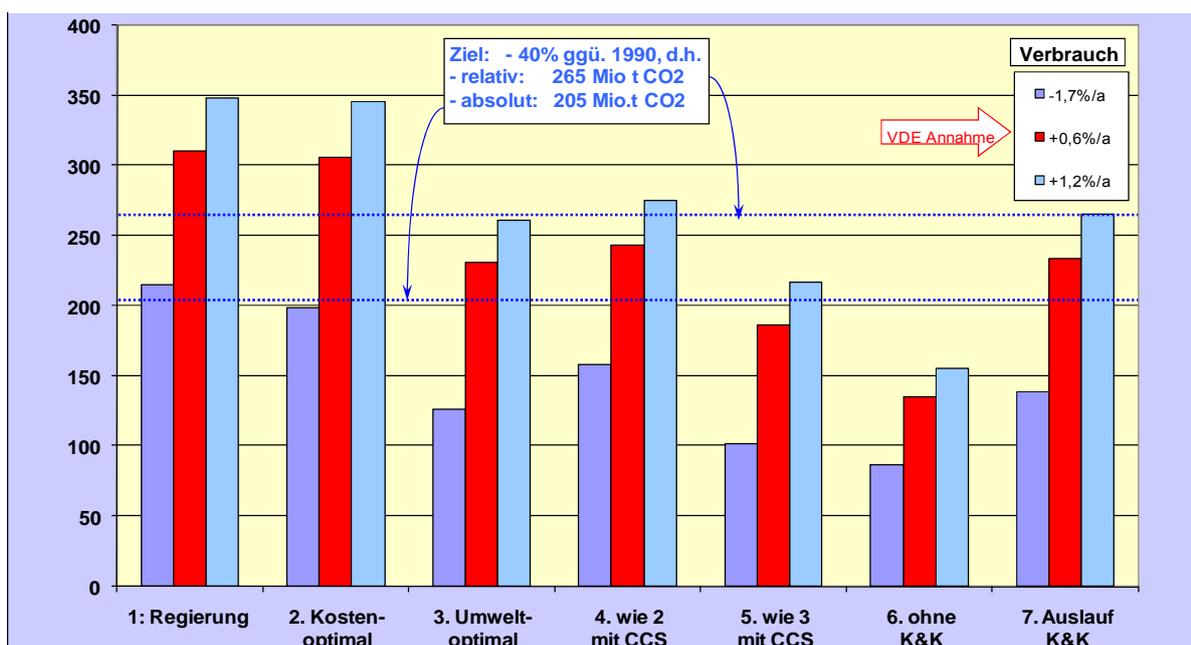


Bild 11: CO₂-Emissionen für die Erzeugungsszenarien 1-7 in Mio. t bis 2020

Interessant aber auch nicht überraschend ist, dass im Falle der Verbrauchsszenarien +1,2 %/a bzw. +0,6 %/a die CO₂-Emissionen in den Szenarien 1 („Regierung“) und 2 („kostenoptimal“) gegenüber dem Stand von 2007 sogar steigen bzw. auf dem 2007er-Niveau verharren. Der Anstieg der Stromerzeugung in diesen Szenarien erfordert den erhöhten Einsatz von Kohlekraftwerken, was erhöhte CO₂-Emissionen zur Folge hätte. Ein Erreichen der CO₂-Ziele der Bundesregierung ist daher nur möglich, wenn entweder der Verbrauch spürbar gesenkt würde oder CO₂-mindernde Technologien schnell auf breiter Front eingesetzt würden, d.h. erneuerbare Energien, Kernkraft und CCS-Technologien.

5.3.3 Energiemix

Einen Überblick über den Energiemix der verschiedenen Erzeugungsszenarien geben Bild 12 sowie die Tabelle 11 bis Tabelle 13. Im Primärenergie-Mix drückt sich die hinter dem jeweiligen Szenarium stehende Strategie aus. Das „Regierungs“-Szenario 1 setzt auf Kohle, erneuerbare Energien und Gas, während die Szenarien 6 und 7 mit dem Kohle- und Kernkraftausstieg eine Konzentration der Erzeugung nur auf Gas und erneuerbare Energien zur Folge haben. Alle anderen Szenarien bauen weiterhin auf einen breiten Mix aus den Komponenten Steinkohle, Braukohle, Gas, Kernkraft und erneuerbare Energien. Die Brennstoffe Öl und Müll spielen – wie Bild 12 zeigt – nur eine untergeordnete Bedeutung.

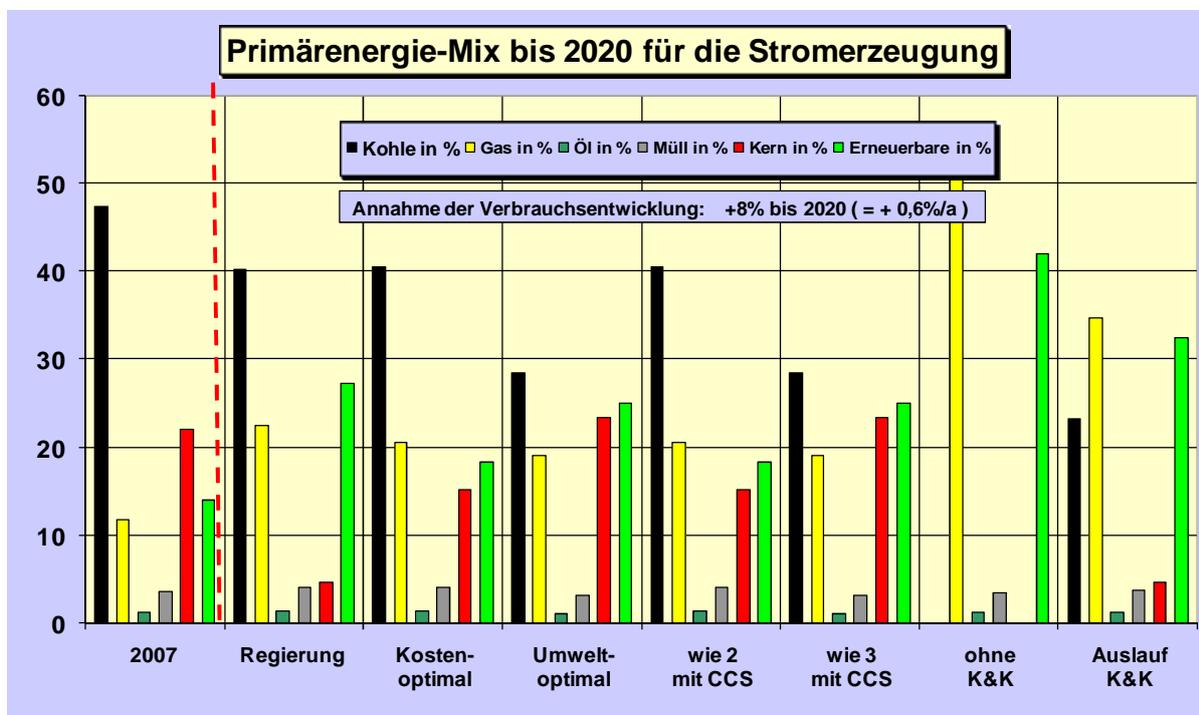


Bild 12: Primärenergie-Mix der Erzeugungsszenarien

5.4 Bewertung der Szenarien

Es ist Konsens unter allen Fachleuten, dass die Stromversorgung ausgewogen und ausbalanciert die zum Teil widerstrebenden Forderungen nach Umweltverträglichkeit, Wirtschaftlichkeit, und Versorgungssicherheit erfüllen muss. Es wurde daher in dieser Studie versucht, eine Bewertung für Szenarien zu entwickeln, die diese qualitative Anforderung quantitativ darstellt.

Die nachstehende Bewertung der Szenarien beruht daher auf einen neuen einheitlichen Ansatz, die Kriterien Umweltverträglichkeit, Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit quantitativ in eine Berechnungsvorschrift einzubeziehen. Für jedes der Kriterien werden 0 bis 100 Punkte vergeben.

Diese Werte werden miteinander multipliziert. Die 3. Wurzel daraus ergibt wieder einen Wert von 0 bis 100, der ein Maß für die Ausgewogenheit des Szenariums ist (Bild 13). (Ein Kriterium erhält 100 Punkte, wenn es die Anforderungen zu 100 % erfüllt, 0 Punkte im umgekehrten Fall.) Diese Vorgehensweise zeigt ausgewogene Strategien auf, während sehr einseitige Strategien negativ bewertet werden: Erfüllt ein Szenario ein Kriterium nicht (Wert=0), dann wird das komplette Szenario mit 0 bewertet.

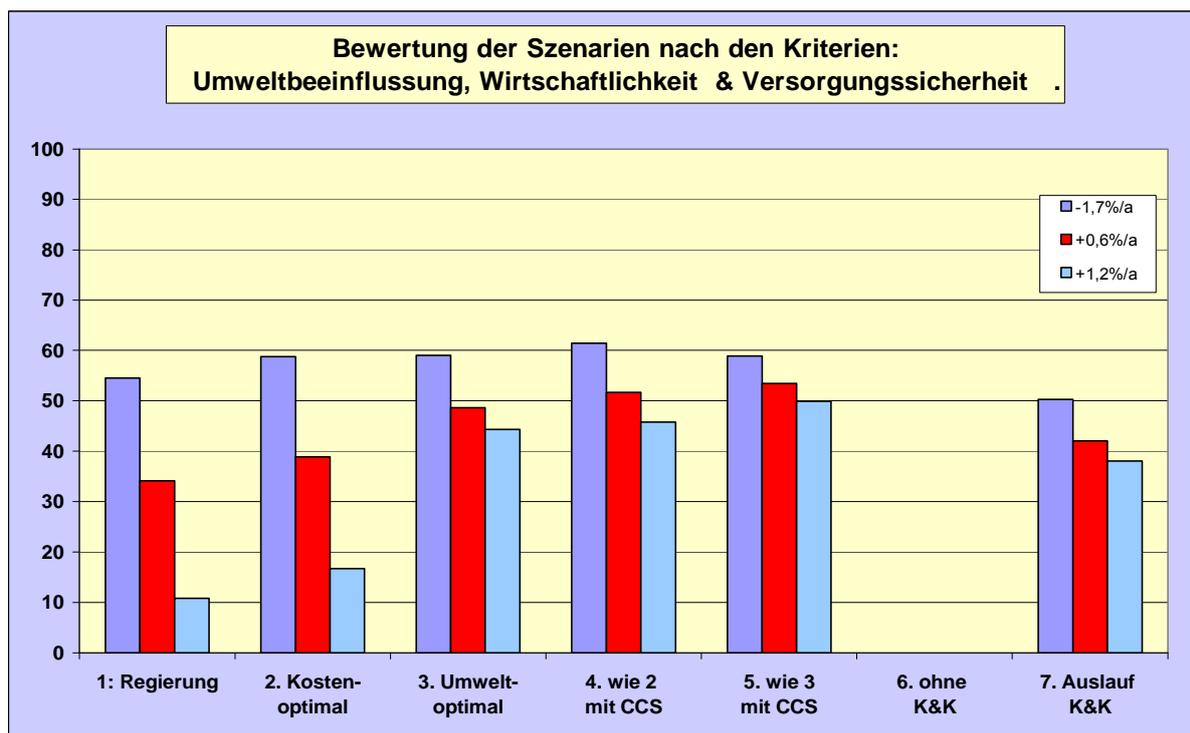


Bild 13: Bewertung der Erzeugungsszenarien bei unterschiedlichen Verbrauchsentwicklungen

Für die Kriterien wurden folgende Definitionen gewählt:

Umwelt: 0 Punkte, wenn die CO₂-Emissionen größer sind als die von 1990
100 Punkte, wenn die CO₂-Emissionen 0 sind.

Versorgungssicherheit:

0 Punkte, wenn die Primärenergie zu 100 % importiert wird

100 Punkte, wenn alle Primärenergien im Inland vorhanden sind

Wirtschaftlichkeit:

0 Punkte, wenn die Kosten $\geq (x_M + 2\sigma)$ sind

100 Punkte, wenn die Kosten $\leq (x_M - 2\sigma)$ sind,

wobei der Mittelwert x_M und die Standardabweichung σ der Kosten über alle Szenarien berechnet werden.

Die Bild 14 bis Bild 16 zeigen die Bewertung der Erzeugungsszenarien für die drei Verbrauchsszenarien in Form von Netzdiagrammen. Das Szenario 6 „ohne K&K“ wird in allen Verbrauchsfällen mit 0 bewertet, da dessen Investitionskosten extrem von denen der anderen Szenarien abweichen und es das Wirtschaftlichkeitskriterium nicht erfüllt.

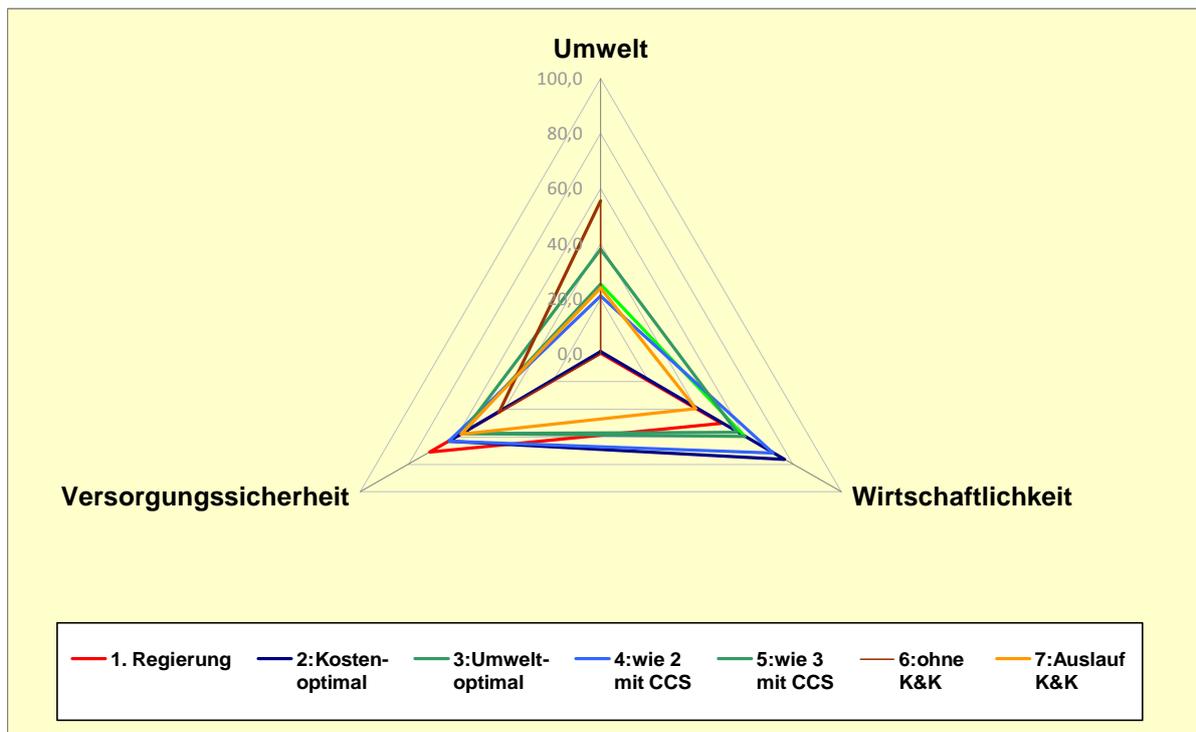


Bild 14: Bewertung der Erzeugungsszenarien bei einer Verbrauchsentwicklung von +1,2 %/a

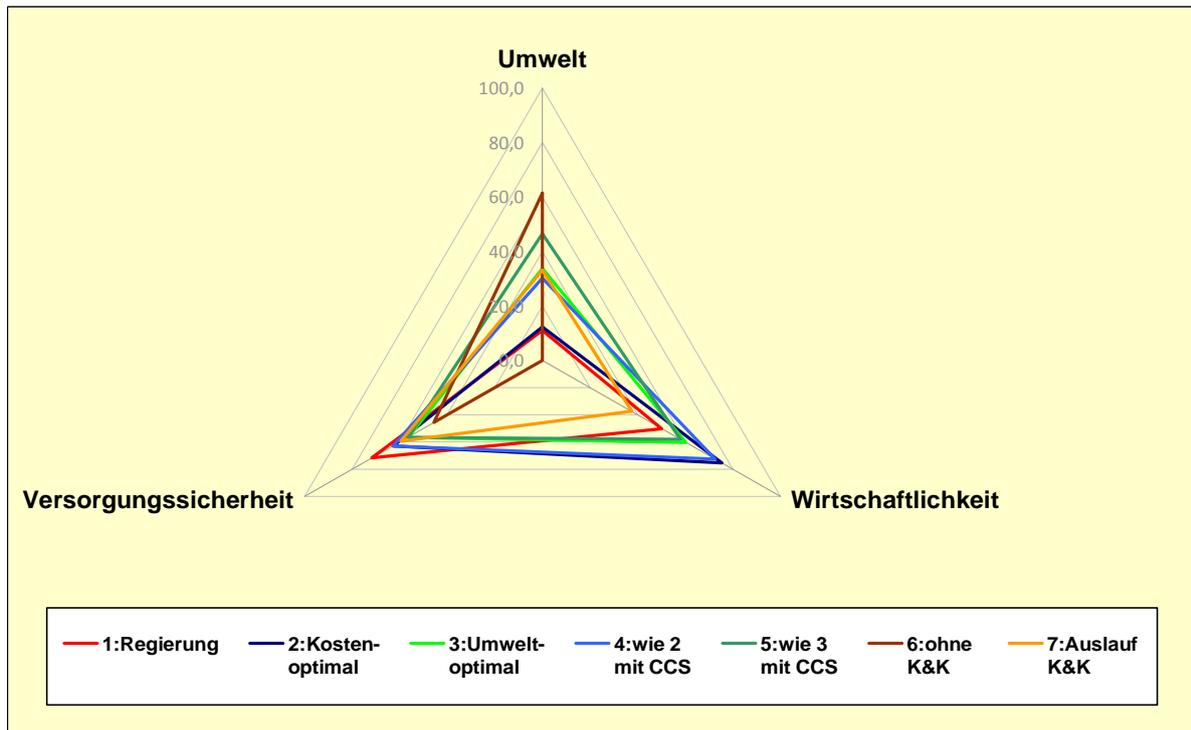


Bild 15: Bewertung der Erzeugungsszenarien bei einer Verbrauchsentwicklung von +0,6 %/a

Die besten Bewertungen erhalten die Szenarien 4 und 5 (mit CCS-Technologie), die in allen Verbrauchsvarianten am ausgewogensten bezüglich der drei Kriterien sind. Das zeigt sich in einem möglichst großen und weitgehend gleichschenkligen Dreieck im Netzdiagramm, was darauf hindeutet, dass alle Kriterien gleichermaßen gut erfüllt werden. Nimmt man das Verbrauchsszenario +0,6 %/a als das Wahrscheinlichste auf der Verbrauchsseite an, dann sind die Erzeugungsszenarien mit CCS-Technologie in der Bewertung mit Abstand führend. Der Grund liegt zum einen in der weiteren Nutzung der Kernkraft (Investitionen gering, CO₂-Emissionen gleich Null) und in der Verwendung der CCS-Verfahren für die Kohlekraftwerke (Kohle im Inland vorhanden; CO₂-Emissionen gering).

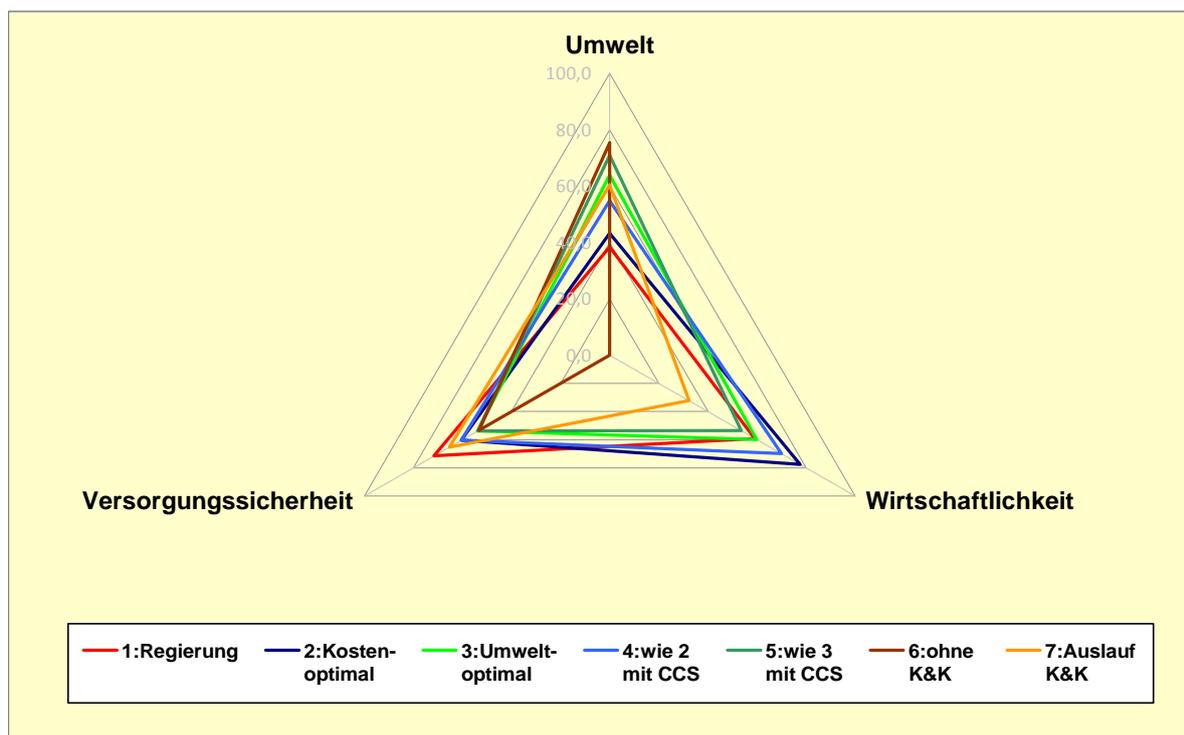


Bild 16: Bewertung der Erzeugungsszenarien bei einer Verbrauchsentwicklung von -1,7 %/a

Ein Vergleich von Bild 14 bis Bild 16 zeigt deutlich, dass mit steigendem Stromverbrauch die Größe der Dreiecke schrumpft, ein Hinweis, dass die Kriterien immer weniger erfüllt werden. Auf Grund des höheren Verbrauchs steigen die Investitionskosten ebenso wie die CO₂-Emissionen, d.h. eine Stellschraube zur Erreichung der IEKP-Ziele ist der Verbrauch. Die Reduzierung des Stromverbrauchs bedeutet weniger Erzeugung, weniger CO₂-Emissionen, geringere Investitionskosten und geringere Importabhängigkeit. Während beim Stromverbrauch der Ansatz der Regierung mit -20 % bis 2020 theoretisch richtig ist, kann er aber in der Praxis kaum erfüllt werden. Das liegt an der zunehmenden Anwendung von Strom in vielen neuen Bereichen: Elektroautomobil, stromgeführte statt hydraulische Antriebe im industriellen Bereich, das gesamte Feld der Informations- und Kommunikationstechnik, u.a.

5.5 Potentiale zur Reduktion der CO₂-Emissionen

Mit den Ergebnissen aus den oben entwickelten Szenarien wurden aus Sicht des VDE die potenziellen Einsparungen an CO₂ für die Bereiche Stromeinsparung, Erneuerung fossiler Kraftwerke, Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und aus KWK errechnet. Als Referenzszenarium wurde das Szenarium 5 „Umweltoptimal mit CCS“ gewählt, das als Bestes bezüglich der Kriterien Umwelt, Kosten und Versorgungssicherheit bewertet wurde.

Zum Vergleich wurde außerdem eine Studie des Umweltbundesamtes (UBA) herangezogen, in der die Einsparung an CO₂-Emissionen mit den Maßnahmen des IEKP bewertet wurde. Tabelle 14 zeigt die Ergebnisse im Vergleich zu den IEKP-Zielen für die einzelnen Maßnahmenpakete (s. Kapitel 3). Im Bereich der Stromeinsparung ist

das Regierungsziel wesentlich ambitionierter als die Prognose des UBA, ebenso im Bereich der fossilen Kraftwerke. Hingegen stimmen Ziel und Prognose bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und im Verkehr gut überein. Größere negative Abweichungen weisen die Bereiche Gebäudesanierung und Wärmeversorgung durch erneuerbare Energien auf.

Tabelle 14: CO₂ Einsparungen durch IEKP Maßnahmen

Maßnahme	Maßnahmentitel	vom VDE Bearbeitet	CO ₂ -Einsparungen bis 2020 in Mio. t ggü. 2005		
			Ziel Regierung	BMU (UBA)	VDE
Stromeinsparungen			40	25,5	50,0
4	Intelligente Messverfahren für Stromverbrauch	ja			
7	Förderprogramme für Klimaschutz und Energieeffizienz	ja			
8	Energieeffiziente Produkte	ja			
10	Ersatz von Nachtstromspeicherheizungen	ja			
24	Beschaffung energieeffizienter Produkte und Dienstleistungen	nein			
Erneuerung fossile Kraftwerke			30	15,0	71,1
3	CO ₂ -arme Kraftwerkstechnologien	ja			
5	Saubere Kraftwerkstechnologien	ja			
Erneuerbarer Energien Stromerzeugung			55	54,4	19,2
2	Ausbau der Erneuerbaren Energien im Strombereich	ja			
Kraft-Wärme-Kopplung			20	14,3	15,9
1	Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz	ja			
Gebäudesanierung und Heizungsanlagen			41	31,0	
10	Energieeinsparverordnung	nein			
11	Betriebskosten bei Mietwohnungen	nein			
12	CO ₂ -Gebäudesanierungsprogramm	nein			
13	Energetische Modernisierung der sozialen Infrastruktur	nein			
15	Programm zur energetischen Sanierung von Bundesgebäuden	nein			
Erneuerbarer Energien Wärmeversorgung			14	9,2	
9	Einspeiseregulierung für Biogas in Erdgasnetze	nein			
14	Erneuerbare-Energien Wärmegesetz (EEWärmeG)	nein			
Verkehr			30	33,6	
16	CO ₂ – Strategie Pkw	nein			
17	Ausbau von Biokraftstoffen	nein			
18	Umstellung der Kfz-Steuer auf CO ₂ -Basis	nein			
19	Verbrauchskennzeichnung für Pkw	nein			
20	Verbesserte Lenkungswirkung der Lkw-Maut	nein			
21	Flugverkehr	nein			
22	Schiffsverkehr	nein			
26	Elektromobilität	ja			4
Sonstige Treibhausgase (Methan, N₂O, F-Gase)			40	36,4	
Summe der Einsparungen aller Massnahmen			270,0	219,4	
Summe der Einsparungen der Stromrelevanten Massnahmen			145,0	109,2	156,1

Basierend aus den Erkenntnissen aus der VDE-Studie „Effizienz- und Einsparpotentiale elektrischer Energie in Deutschland - Perspektive bis 2025 und Handlungsbedarf“ [69] und auf der Grundlage des Referenzszenariums errechnen sich mögliche Einsparungen von 50 Mio. t CO₂ durch Stromeinsparung bei Produkten, Systemen und Anlagen. Das setzt allerdings eine umfangreiche Anschubfinanzierung im Bereich der Förderung stromsparender Technologien und massive Überzeugungsarbeit in der Bevölkerung voraus.

Im Bereich der fossilen Kraftwerke können durch Verbesserungen der Wirkungsgrade der Kohle- und Gaskraftwerke und durch Einsatz von CCS-Technologien Reduktionen der CO₂-Emissionen in der Größenordnung von 70 Mio. t CO₂ bis 2020 erzielt

werden. In Vergleich zu den Erkenntnissen des UBA sind das deutlich höhere Einsparungen.

Hingegen sind die Reduktionspotenziale bei der Stromerzeugung mit erneuerbaren Energien mit 19 Mio.t. CO₂ wesentlich geringer als von UBA angegeben. Dabei wird in der VDE-Rechnung von den Einsparungen im Zeitraum 2006 - 2020 und einem Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromproduktion von 27 % in 2020 ausgegangen. Das Einsparpotenzial von 54 Mio.t. CO₂ ist nicht nachvollziehbar. Schließlich ist die Einsparung im Feld der KWK mit ca. 15 Mio.t. CO₂ in beiden Studien vergleichbar groß (Bild 17).

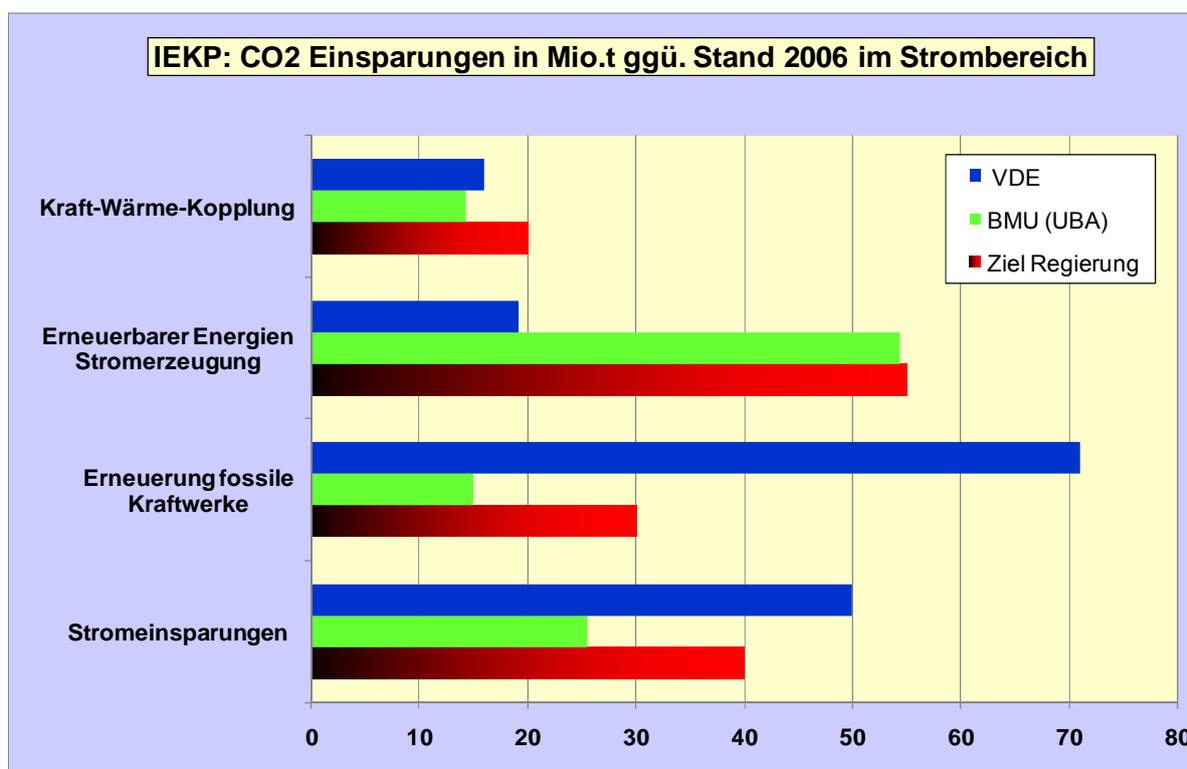


Bild 17: Vergleich der CO₂-Einsparungen durch IEKP Maßnahmen

Insgesamt sieht der VDE bei den stromrelevanten IEKP-Maßnahmen ein Einsparpotenzial von 156 Mio.t. CO₂. Das sind ca. 10 Mio. t. mehr als die Summe der im IEKP formulierten Ziele für die stromrelevanten Maßnahmen. Dabei ist allerdings festzustellen, dass die Schwerpunkte bei Regierung und UBA im Bereich erneuerbare Energien liegen, während aus den VDE-Berechnungen eindeutig hervorgeht, dass durch Innovationen bei den fossilen Kraftwerken ein wesentlich größeres Potenzial erheblich preiswerter zu heben ist. Auch können durch Erhöhung der Effizienz insbesondere auf der Nachfrageseite weitaus größere Einsparungen erzielt werden. Hier muss über die Prioritäten bei der Förderung und Anschubfinanzierung neu nachgedacht werden.

6 Handlungsbedarf zur Erreichung der Ziele

Aus der Analyse der Szenarien ergibt sich, dass die Ziele der Bundesregierung in der Energie- und Klimapolitik aus heutiger Sicht kaum zu erreichen sind, wenn nicht massiv auf drei Sektoren investiert wird:

- Massive Erhöhung der Effizienz bei Produkten, Systemen und Anlagen
- Weiterer Ausbau der erneuerbaren Energien
- Intensive und beschleunigte Entwicklung und Einführung von fossilen Kraftwerken mit deutlich verbesserten Wirkungsgraden und CCS-Technologien

Dazu sind die entsprechenden Anreize zu setzen, um die erforderlichen Aktivitäten in der Forschung und Entwicklung zu entfalten.

Im Einzelnen lässt sich folgender Handlungsbedarf ableiten:

Effizienz von Produkten massiv erhöhen; Anreize materieller Art geben

Einer der größten Hebel, um Energie und damit auch CO₂ einzusparen, liegt im Bereich der energetischen Optimierung der Produkte, Systeme und Anlagen in den Bereichen Industrie, Haushalt und Gewerbe, Handel und Dienstleistung [69]. Um diese Potentiale zu heben, müssen dringend Anreize geschaffen werden, damit die schon vorhanden energiesparenden Produkte auch gekauft werden – sie sind häufig noch deutlich teurer als solche mit hohem Energiebedarf - und damit eine weitere Entwicklung forciert wird. Erhöhte F&E-Förderung kann hier auch Anschub leisten. Eine Abwrackprämie für "energiefressende" Geräte und Systeme im Haushalt und im GHD-Bereich wäre sehr wahrscheinlich wesentlich nachhaltiger gewesen als die für Pkws.

CCS–Technologien mit Nachdruck entwickeln

Der zweite große Hebel zur Reduzierung von CO₂ liegt in der Verbesserung der Wirkungsgrade der fossilen Kraftwerke sowie in den CCS-Technologien zur Abscheidung von CO₂ aus dem Verbrennungsprozess der Kraftwerke und dessen Lagerung in Kavernen. Diese Technologien sind mit Nachdruck zur Einsatzreife zu entwickeln. Dabei sind auch Verfahren zu berücksichtigen, die das CO₂ chemisch binden und wieder in einen Stoffkreislauf einführen. Damit kann das Thema der Endlagerung vermieden werden.

Kohlekraftwerke mit CCS-Technologien ausrüsten

Forcierung der Installation von Pilotkraftwerken mit CCS-Technologie, um frühzeitig Praxiserfahrungen zu sammeln und möglichst bald mit dieser Technologie in die breite Anwendung gehen zu können. Ziel sollte sein, dass in 2020 ca. 20 - 25 % der fossilen Kraftwerke mit CCS-Technologie ausgerüstet sind.

Wirkungsgrad von fossilen Kraftwerken erhöhen

Es besteht noch erheblicher Spielraum zur Steigerung der Wirkungsgrade von fossilen Kraftwerken. So können die Wirkungsgrade von Steinkohle- und Braunkohlekraftwerken durch weitere Erhöhung der Temperatur- und Druckparameter noch deutlich gesteigert werden. Bis 2020 sind mindestens 5 %-Punkte zu gewinnen, sodass die Wirkungsgrade auf über 50 % bei Dampfkraftwerken angehoben werden. Der Wirkungsgrad von GuD-Anlagen wird von heute etwa 58 % auf deutlich über 60 % gesteigert werden können. Dabei ist berücksichtigt, dass die im Betrieb befindlichen Kraftwerksflotten wesentlich geringere Durchschnittswirkungsgrade aufweisen (etwa -10 % gegenüber den technologischen Spitzenwerten), sodass der Effekt bei einer total modernisierten Flotte entsprechen groß ausfällt: 10 %-Punkte bedeuten bei 40 % Durchschnittswirkungsgrad 25 % Reduzierung (!) im Primärenergieverbrauch und in den CO₂ Emissionen.

Reduzierung der Importabhängigkeit

In Deutschland wird Erdgas zu über 90 %, Öl nahezu zu 100 % importiert. Durch die Nutzung von erneuerbaren Energien und einheimischer Kohle kann die Abhängigkeit reduziert werden. Neben der Abhängigkeit von Weltmarktpreisen, auf die wir wenig Einfluss haben, wird dadurch auch die politische Abhängigkeit von Dritten bei der Energieversorgung wesentlich reduziert.

Kernkraft weiter nutzen

Die Kernkraft ist in den vergangenen 20 Jahren heftig diskutiert worden. Die Kernkraftwerke haben in dieser Zeit ca. 30 % des elektrischen Stroms in Deutschland produziert, und das ohne CO₂-Emissionen. Wir sollten dieses Potenzial nicht aufgeben, sondern durch Verlängerung der Laufzeiten der bestehenden Reaktoren weiter nutzen. (Wie das Szenario 6 zeigt) führt die Aufgabe der Kernkraftwerke, sogar noch verbunden mit dem Ausstieg aus fossilen Kraftwerken auf Kohlebasis, zu einem unbalancierten Strom-Mix, der uns in der Energieversorgung in noch größere Abhängigkeit von Dritten bringt und wirtschaftlich extrem teuer ist.

Unbedingt diversifizieren

Die Stabilität der deutschen Stromversorgung beruht in starkem Maße auf einem breiten Energie-Mix. Dieser sollte auf keinem Fall aufgegeben werden. Hingegen kann eine weitere Diversifizierung bei den verschiedenen erneuerbaren Energien wie zum Beispiel Geothermie, Solarthermie und maritime Energien die Stabilität weiter erhöhen und die (politische) Abhängigkeit von Dritten weiter reduzieren.

F&E massiv steigern und Versprechen einhalten

Alle oben genannten Punkte setzen eine intensive Forschungs- und Entwicklungstätigkeit voraus. Hier muss die Regierung ihre Versprechen einhalten und die Ausgaben für Forschung auf 3 % des Bruttoinlandsproduktes steigern. Insbesondere die Ausgaben auf den Energiesektor sind erheblich zu erhöhen, um die langfristigen Zie-

le in der Energie- und Klimapolitik zu erreichen. An dieser Stelle sei auf die VDE-Studie zur Energieforschung hingewiesen [65].

Gebäudeprogramme und KWK in Einklang bringen

Das Ziel, 25 % der Kraftwerksleistung im KWK- Verfahren zu implementieren ausgehend von derzeit 12 %, ist nach Meinung des VDE nicht im Einklang mit dem zeitlich sehr unterschiedlich erforderlichen Wärmebedarf. Ein Wert von 18 - 20 % scheint ein sinnvolles Optimum zu sein.

Wärme aus Wärmepumpen und nicht fossil

Die Erzeugung von Wärme aus der Umwelt (Luft, Wasser, Erde) ist auf längere Sicht preiswerter und wesentlich umweltfreundlicher als aus fossilen Energien. Hier sollte durch finanzielle Anreize die Einstiegsbarriere der relativ hohen Investitionskosten überbrückt werden.

EE für Speicherheizung, Warmwasser und zur Kühlung im Sommer

Der temporäre Überschuss an Strom durch Windenergie oder Photovoltaik am Tag kann vorteilhaft für Speicherheizung und Erwärmung von Brauchwasser genutzt werden. Die Abschaffung der Speicherheizungen – wie teilweise zurzeit gefordert – erscheint aus VDE-Sicht kontraproduktiv zu sein. Sie können auch zur Stabilität des Netzes genutzt werden. Die Systeme müssen jedoch flexibel gesteuert werden können, die täglich einmalige Ein-/Ausschaltfunktion der Vergangenheit ist dazu ungenügend. Im Sommer kann der aus erneuerbaren Energien gewonnene Strom Klimatisierung verwendet werden.

Auch der Einsatz von elektrisch betriebenen Kraftfahrzeugen lässt sich sinnvoll in ein Gesamtkonzept einbinden. Dabei ist insbesondere die Speicherwirkung der vielen Autobatterien in der Gesamtdynamik des Systems ideal zu nutzen.

Netzausbau forcieren

Auch wenn schon immer wieder gefordert: Die Transportnetze müssen schnellstens ausgebaut werden, wenn erneuerbare Energieressourcen wie Wind weiter massiv ausgebaut werden sollen. Das gilt insbesondere für den Ausbau von Offshore-Windkraftwerken.

Literatur

- [1] UNFCCC Framework Convention on Climate Change, National Greenhouse Inventory Data for the Period 1990 – 2005, Table 4 and Table 6;
http://maindb.unfccc.int/library/view_pdf.pl?url=http://unfccc.int/resource/docs/2007/sbi/eng/30.pdf
- [2] UNFCCC Eighths Conference Of The Parties (COP 8), 23 October – 1 November 2002, New Delhi, UNFCCC guidelines for the technical review of greenhouse gas inventories from Parties
http://unfccc.int/cop8/latest/6_sbsta15add2.pdf
- [3] UNFCCC Climate Change Conference, Address to Closing Plenary by His Excellency Mr. Rachmed Witoelar, Bali 15 December 2007, The Bali Roadmap;
http://unfccc.int/files/meetings/cop_13/application/pdf/close_stat_cop13_president.pdf
- [4] UNFCCC Climate Change Conference, Decision – CP.13 Bali Action Plan;
http://unfccc.int/files/meetings/cop_13/application/pdf/cp_bali_action.pdf
- [5] Susanne Dröge, Einigung auf Bali, Startschuss für ehrgeizige Verhandlungen über ein neues globales Klimaabkommen, SWP-Aktuell 1/2008, Stiftung Wissenschaft und Politik. Berlin
- [6] UNFCCC Climate Change Conference, Report on the informal ministerial round table on a shared vision on long-term cooperative action, Poznan 13 December 2008,
<http://unfccc.int/resource/docs/2008/cop14/eng/crp01r01.pdf>
- [7] IPCC Fourth Assessment Report: Climate Change 2007 Working Group III Report "Mitigation of Climate Change"; Technical Summary
<http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar4/wg3/ar4-wg3-chapter13.pdf>
Chapter 13: Policies, instruments, and co-operative arrangements
<http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar4/wg3/ar4-wg3-chapter13.pdf>
- [8] Ministry of Foreign Affairs of Japan, Summit Documents, G8 Hokkaido Toyako Summit Leaders Declaration, Hokkaido Toyako 8 July 2008,
http://www.mofa.go.jp/policy/economy/summit/2008/doc/doc080714__en.html
- [9] Interim Report on the Heiligendamm Process at the G8 Summit in Hokkaido Toyako 7 to 9 July 2008
http://www.mofa.go.jp/policy/economy/summit/2008/doc/pdf/0709_01_en.pdf
- [10] Group of Twenty, London Summit – Leaders' Statement, 2 April 2009-04-03
http://www.g20.org/Documents/g20_communique_020409.pdf
- [11] Department of State, Bureau of Public Affairs, Chairman's Summary from the First Preparatory Meeting of the Major Economies Forum on Energy and Cli-

- mate, Washington, DC, April 29, 2009
<http://www.state.gov/r/pa/prs/ps/2009/04/122377.htm>
- [12] Ministry of Foreign Affairs of Japan, Declaration of Leaders Meeting of Major Economies on Energy Security and Climate Change,
http://www.g8summit.go.jp/eng/doc/doc080709_10_en.html
- [13] Europäische Kommission, Eine Energiepolitik für Europa: Kommission stellt sich den energiepolitischen Herausforderungen des 21. Jahrhunderts Memo 07/7 vom 10.1.2007
<http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=MEMO/07/7&format=HTML&aged=1&language=DE&guiLanguage=en>
- [14] Council of the European Union, Brussels European Council 8/9 March 2007, Presidency Conclusions;
http://www.consilium.europa.eu/uedocs/cms_Data/docs/pressdata/en/ec/93135.pdf
- [15] Kommission der Europäischen Gemeinschaften, Vorschlag für eine Entscheidung des Europäischen Parlaments und des Rates über die Anstrengungen der Mitgliedstaaten zur Reduktion ihrer Treibhausgasemissionen mit Blick auf die Erfüllung der Verpflichtungen der Gemeinschaft zur Reduktion der Treibhausgasemissionen bis 2020 (von der Kommission vorgelegt) KOM(2008) 17 endg., Brüssel 23.1.2008
<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2008:0017:FIN:DE:HTML>
- [16] Rat der Europäischen Union, Tagung des Europäischen Rates vom 11./12. Dezember 2008 in Brüssel, Schlussfolgerungen des Vorsitzes, Dokument 17271/08 vom 12.12.2008,
http://www.consilium.europa.eu/ueDocs/cms_Data/docs/pressData/de/ec/104697.pdf;
- [17] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Hintergrund: Aufteilung der EU-Klimaschutzziele 2020 ("EU-Effort-Sharing"), 15.12.2008,
http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/hintergrund_aufteilung_ziele.pdf
- [18] [Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Kernelemente der neuen EU-Richtlinie zum Emissionshandel (ETS-Richtlinie)
http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/hintergrund_ets_richtlinie.pdf
- [19] Europäisches Parlament, EP verabschiedet EU-Klimapaket, Pressemitteilung 17.12.2008
http://www.europarl.europa.eu/news/expert/infopress_page/064-44858-350-12-51-911-20081216IPR44857-15-12-2008-2008-false/default_de.htm

- [20] Rat der Europäischen Union, Tagung des Europäischen Rates in Brüssel vom 19./20. März 2009, Schlussfolgerungen des Vorsitzes, Dokument 7880/09 vom 20.3.2009,
http://www.consilium.europa.eu/uedocs/cms_data/docs/pressdata/de/ec/106824.pdf
<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2009:0039:FIN:DE:PDF>
- [21] Bundesregierung, Kabinettsbeschluss vom 5.12.2007, Bericht zur Umsetzung der in der Kabinettsklausur am 23./24.8.2007 in Meseberg beschlossenen Eckpunkte für ein Integriertes Energie- und Klimaprogramm
http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/gesamtbericht_iekp.pdf
- [22] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Das Integrierte Energie- und Klimaprogramm der Bundesregierung, Dezember 2007
http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/hintergrund_meseberg.pdf;
- [23] Umweltbundesamt, Wirkung der Meseberger Beschlüsse vom 23.08.2007 auf die Treibhausgasemission in Deutschland im Jahr 2020,
http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/uba_hintergrund_meseberg.pdf
- [24] Bundesregierung, Riesenschritt für mehr Klimaschutz, 5.12.2005
http://www.bundesregierung.de/nn_1264/Content/DE/Artikel/2007/12/2007-12-05-energie-klima-programm.html
- [25] Gesetz über den nationalen Zuteilungsplan für Treibhausgas-Emissionsberechtigungen in der Zuteilungsperiode, 2005-2007, Bundesgesetzblatt Jg. 2004 Teil I Nr.45, 30.8.2004
<http://217.160.60.235/BGBL/bgbl1f/bgbl104s2211.pdf> ;
- [26] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Nationaler Allokationsplan 2008-2012 für die Bundesrepublik Deutschland, 28.6.2006;
- [27] Hans-Jürgen Nantke/Wolfgang Seidel/Claudia Junge, Emissionshandel: Entwicklungen der zweiten Handelsperiode und Bedeutung für die Abfallwirtschaft, in: Andrea Versteyl/ Karl J. Thomé-Kozmiensky (Hrsg.), Planung und Umweltrecht, Bd. 3, Nietwerder (Stadt Neuruppin) 2009
http://www.bmu.de/files/emissionshandel/downloads/application/pdf/nap_2008_2012.pdf
- [28] [République Française, Legifrance – Le service public de la diffusion du droit, LOI n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique
<http://www.legifrance.gouv.fr/WAspad/UnTexteDeJorf?numjo=ECOx0400059L>

- [29] Présidence de la République, Discours de M. le Président de la République á l'Occasion de la Restitution des Conclusions du Grenelle de l'Environnement 25 Octobre 2007
<http://www.elysee.fr/download/index.php?mode=edito&id=20>
- [30] Vgl. Tabelle in UNFCCC Fact Sheet on 1995 – 2005 Emission Trends, Part 2: 1990 – 2005 Trends for Annex I Parties to the Kyoto Protocol;
http://unfccc.int/files/essential_background/background_publications_htmlpdf/climate_change_information_kit/application/pdf/fact_sheet_2007_ghg_2_0.pdf
- [31] Europäisches Parlament, Angenommene Texte, Anstrengungen der Mitgliedstaaten zur Reduktion ihrer Treibhausgasemissionen, Anhang I, Straßburg 17.12.2008,
<http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?pubRef=-//EP//TEXT+TA+P6-TA-2008-0611+0+DOC+XML+V0//DE&language=DE#BKMD-16>
- [32] Europäisches Parlament, Angenommene Texte, Energie aus erneuerbaren Quellen, Anhang I, Straßburg 17.12.2008,
<http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?pubRef=-//EP//TEXT+TA+P6-TA-2008-0609+0+DOC+XML+V0//DE&language=DE>
- [33] Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de l'Aménagement du territoire, Grenelle Environnement : 50 mesures pour un développement des énergies renouvelables à haute qualité environnementale, 17 Novembre 2008,
http://www.developpement-durable.gouv.fr/article.php3?id_article=3901
- [34] Department of Energy and Climate Change, About DECC,
www.decc.gov.uk
- [35] Department of Energy and Climate Change, Climate Change Act 2008,
<http://www.defra.gov.uk/environment/climatechange/uk/legislation/index.htm>
- [36] Department for Business, Enterprise and Regulatory Reform, Energy white paper: meeting the energy challenge
<http://www.dti.gov.uk/energy/whitepaper/>
- [37] Department for Business, Enterprise & Regulatory Reform, UK Government invites new Nuclear Power into the energy mix
<http://www.gnn.gov.uk/environment/fullDetail.asp?ReleaseID=343892&NewsArealID=2&NavigatedFromDepartment=True>
- [38] Koji Tsuruoka, Foreign Ministry Director-General for Global Issues, Japan Re-news Vow to Reach Kyoto Emissions Targets, Interview in Tokyo, Reuters News Service 31 May 2007
<http://www.planetark.com/dailynewsstory.cfm?newsid=42268&newsdate=31-May-2007>

- [39] Natsuko Waki, Davos: Japan targets climate change with \$10 billion fund
Thomson Reuters 26 January 2008
<http://www.reuters.com/article/latestCrisis/idUSL26678137>
- [40] Yasuo Fukuda, Japan als Niedrig-Karbon-Gesellschaft, Vortrag vor dem Japan Press Club Tokyo 9.6.2008 (Deutsche Übersetzung),
<http://www.de.emb-japan.go.jp/NaJ/NaJ0808/filesD/Dlowcarbon.pdf>
- [41] JP Ministry of Foreign Affairs of Japan, Address by H.E. Mr. Taro Aso, Prime Minister of Japan at the Sixty-Third Session of the General Assembly of the United Nations, September 25, 2008 New York
<http://www.mofa.go.jp/policy/UN/assembly2008/pm0925.html>
- [42] Ministry of Foreign Affairs, Japan - Poland Joint Press Statement, October 1, 2008
<http://www.mofa.go.jp/region/europe/poland/joint0810.html>
- [43] The White House, President Bush Discusses Climate Change, Washington DC, April 16, 2008,
<http://www.whitehouse.gov/news/releases/2008/04/20080416-6.html>
- [44] White House, The Agenda, Energy&Environment,
http://www.whitehouse.gov/agenda/energy_and_environment/ ;
- [45] Executive Office of the President of the United States of America, A New Era of Responsibility, Renewing America's Promise,
http://www.whitehouse.gov/omb/assets/fy2010_new_era/A_New_Era_of_Responsibility2.pdf
- [46] Energy Information Administration, Emissions of Greenhouse Gases Report, December 3, 2008
<http://www.eia.doe.gov/oiaf/1605/ggrpt/>
- [47] One Hundred Eleventh Congress of the United States of America, An Act Making supplemental appropriations for job preservation and creation, infrastructure investment, energy efficiency and science, assistance to the unemployed, and State and local stabilization, for the fiscal year ending September 30, 2009, and for other purposes
http://frwebgate.access.gpo.gov/cgi-bin/getdoc.cgi?dbname=111_cong_bills&docid=f:h1enr.pdf;
- [48] Recovery Accountability and Transparency Board, Your Money at Work,
<http://www.recovery.gov/>
- [49] Congressional Budget Office, Summary of the Estimated Costs of the Conference Agreement for H.R. 1, The American Recovery and Reinvestment Act,
<http://www.cbo.gov/ftpdocs/99xx/doc9989/hr1conference.pdf>
- [50] Todd Stern, Special Envoy for Climate Change, Intervention at the Opening Plenary Session of the Ad Hoc Working Group on Long Term Cooperative Ac-

- tion under the Convention (AWG-LCA) March 29, 2009
<http://germany.usembassy.gov/events/2009/mar-29-stern/>
- [51] State of California, Governor's Office, 26 Global Leaders Sign Agreement to Partner on Climate Action, November 19, 2008,
<http://gov.ca.gov/press-release/11112>; eNewsUSA, President-Elect Obama Addresses Governors' Global Climate Summit, November 18, 2008
<http://enewsusa.blogspot.com/2008/11/president-elect-obama-addresses.html>
<http://indizes.wallstreet-online.de/img.wallstreet-online.de/nachricht/2640259.html>
- [52] Special Briefing on Major Economies Forum on Energy and Climate, Todd Stern, Special Envoy for Climate Change/Michael Froman, Deputy National Security Advisor for International Economic Affairs, Washington, DC, April 28, 2009
<http://www.state.gov/r/pa/prs/ps/2009/04/122345.htm>
- [53] Pew Center on Climate Change, Working Together Because Climate Change is Serious Business, What's Being Done, In the States, State Action Maps, > Greenhouse Gas Emission Targets
http://www.pewclimate.org/what_s_being_done/in_the_states/emissionstargets_map.cfm
> Regional Initiatives
http://www.pewclimate.org/what_s_being_done/in_the_states/regional_initiatives.cfm
- [54] UNFCCC National Inventory Submissions 2009
European Environment Agency, Annual European Community greenhouse gas inventory 1990-2007 and inventory report 2009
http://unfccc.int/files/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/application/zip/euc_2009_nir_15apr.zip
- [55] UNFCCC National Inventory Submissions 2009
Federal Environment Agency, National Inventory Report for the German Greenhouse Inventory 1990-2007,
http://unfccc.int/files/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/application/zip/deu_2009_nir_15apr.zip
- [56] UNFCCC National Inventory Submissions 2009
Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de l'Aménagement du Territoire, Inventaire des émissions de gaz de serre en France de 1990 à 2007
http://unfccc.int/files/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/application/zip/fra_2009_nir_7apr.zip
- [57] UNFCCC National Inventory Submissions 2009
Department of Energy and Climate Change, UK Greenhouse Gas Inven-

- tory, 1990 to 2007,
http://unfccc.int/files/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/application/zip/gbr_2009_nir_15apr.zip
- [58] UNFCCC National Inventory Submissions 2008
Ministry of the Environment, National Greenhouse Gas Report of Japan, May 2008,
http://unfccc.int/files/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/application/zip/jpn_2008_nir_16may.zip
- [59] European Commission, The Kyoto Protocol and climate change - background Information, MEMO/02/120, 31/05/2002,
<http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=MEMO/02/120&format=HTML&aged=0&language=EN&guiLanguage=en>
- [60] UNFCCC National Inventory Submissions 2009
U.S. Environmental Protection Agency, Inventory of U.S. Greenhouse Gas Emissions and Sinks 1990-2007,
http://unfccc.int/files/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/application/zip/usa_2009_nir_13apr.zip
- [61] Oak Ridge National Laboratory, CO₂ emissions booming, shifting east, researchers report, Oak Ridge, Tennessee, September 2008,
http://www.ornl.gov/info/press_releases/get_press_release.cfm?ReleaseNumber=mr20080924-00
- [62] International Energy Agency (IEA), Energy Technology Perspectives 2008 – Scenarios and Strategies to 2050, 650 pages, IEA Bookshop, Paris 2008; vgl. auch Tokyo Launch, 6 June 2008, in Support of the G8 Plan of Action (Präsentation von IEA-Exekutivdirektor Nabuo Tanaka vor der G8-Energieministerkonferenz, Aomori 7./8.6.2008
http://www.iea.org/Textbase/techno/etp/ETP_2008.pdf
Factsheet – The Blue Scenario
http://www.iea.org/Textbase/techno/etp/fact_sheet_ETP2008.pdf
- [63] Asia-Pacific Partnership on Clean Development and Climate
<http://www.asiapacificpartnership.org/>
- [64] U.S. Senate Earth Day Hearing "Climate Change: United States Leadership for a New Global Agreement", Chairman Kerry Opening Statement At Hearing On Global Climate Change, April 22, 2009-04-23
<http://kerry.senate.gov/cfm/record.cfm?id=311795>
- [65] Bundesregierung, Integriertes Energie- und Klimaprogramm IEKP,
<http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eckpunkt-fuer-ein-integriertes-energie-und-klimaprogramm,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf>

- [66] BMU/UBA, CO₂-Emissionen in Deutschland, http://www.umweltbundesamt.de/uba-info-presse/hintergrund/Trendtabellen_Emissionen_DE_1990_2004_CO2.pdf
- [67] Kosten und Nutzen des integrierten Energie- und Klimaprogramms, , http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/bmu_hintergrund_iekp.pdf
- [68] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Pressemitteilung <http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Presse/pressemitteilungen,did=254046.html>
- [69] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Erneuerbare Energien in Zahlen, Juni 2008
- [70] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, VDEW, BMWA, BMU, Windenergienutzung in Deutschland - Stand 31.12.2007, J. P. Molly, DEWI GmbH
- [71] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) und eigene Berechnungen
- [72] Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG): VDE-Studie Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger, 12/2008
- [73] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE): Energiespeicher, Stand, Perspektiven und Wirtschaftlichkeit, 2008
- [74] Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG): VDE-Studie Smart Distribution - Intelligente Integration virtueller Kraftwerke in die Verteilungsnetze, 2008
- [75] Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG): VDE-Studie Effizienz- und Einsparpotentiale elektrischer Energie in Deutschland, 2007.
- [76] Radjen, P.: Energieeffiziente Motorensysteme - Schwerpunkt Druckluft. Tagung Effiziente Elektroantriebe. SWISSMEM 2005
- [77] Langgaßner, W.: Techniken und Potentiale der energetischen Optimierung elektrischer Kleinantriebe. Tagung Techniken und Instrumente der innovativen Energiewirtschaft. Schliersee 2001
- [78] Nipkow J., ARENA, Zürich: Energieverbrauch und Einsparpotentiale bei Aufzügen; in: Bulletin SEV/VSE Band 97 (2006) Heft 9
- [79] BMWi-Studie "Der Einfluss moderner Gerätegenerationen der Informations- und Kommunikationstechnik auf den Energieverbrauch in Deutschland bis zum Jahr 2010 – Möglichkeiten zur Erhöhung der Energieeffizienz und zur Energieeinsparung in diesen Bereichen", Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung (ISI), Karlsruhe; Centre for Energy Policy and Economics (CEPE), ETZ Zentrum, Zürich (CH); 2003
- [80] Opitz, H.-J.: Elektronischer Dauerverbraucher, empirische Bestimmung von Bestand und Sparpotenzialen am Beispiel Dortmund, Dissertation, Fakultät Maschinenbau, Universität Dortmund, in: Deutsche Dissertation (1997)

- [81] AGFW – Branchenreport 2007: KWK-Erzeugung
- [82] Umweltbundesamt: Climate Change, 2007
- [83] Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG): VDE-Studie Dezentrale Energieversorgung 2020, 2007
- [84] HEA Fachgemeinschaft für effiziente Energieanwendung, www.hea.de
- [85] Energiesysteme der Zukunft, Beilage zur FAZ, 2812.2008, www.thema-energie.de
- [86] G. Frey, U. Leprich, W. Schulz; Nachtspeicherheizungen in der Klimafalle, et 58 (2008), H.5
- [87] I. Stadler; Ein gigantisches Speicherpotenzial, Solarzeitalter (2008) H.1
- [88] M. Kleimaier, J. Schwarz; Comeback der Speicherheizung? energy 2.0 März 2009, www.energy20.net
- [89] M. Kleimaier, J. Schwarz; Elektro-Speicherheizung – neue Anwendung statt Verbot, et 59 (2009) H.5
- [90] Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG): VDE-Studie Energiespeicher in Stromversorgungssystemen: Trends, Perspektiven, Chancen. Studie, 2008
- [91] Bretschneider, P.: „Methoden und Lösungen für das Energiemanagement im liberalisierten Energiemarkt“, GMA-Fachausschuss, Bommernholz, 2006
- [92] Bunke, D.; Goetting, B.; Kück, H.: „Automatisierte Abwicklung des Lieferantenwechsels und der Fahrplananmeldung“, ew, Frankfurt, 6/2004
- [93] Brinker, Werner: „VDEW-Kongress 2007“, VDEW-Kongress 2007, Berlin, 2007
- [94] Franz, O., Wissner, M., Büllingen, F., et.al.: Dr. Christin-Isabel Gries, D.: „Potenziale der Informations- und Kommunikations-Technologien zur Optimierung der Energieversorgung und des Energieverbrauchs (eEnergy)“, Studie, BMWi, 2006
- [95] Niegsch, C.; Straßberger, F.: „Der europäische Strommarkt“, Studie, DG BANK, Frankfurt am Main, 11/2000
- [96] Westermann, D.: „Intelligente Elektrische Energieversorgungssysteme“, visiT, Karlsruhe, 01/2007
- [97] Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG): VDE-Studie Energieforschung 2020, Studie, 2007
- [98] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Studie "Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020" (dena-Netzstudie)

VDE

**VERBAND DER ELEKTROTECHNIK
ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK e.V.**

Stresemannallee 15
60596 Frankfurt am Main

Telefon 069 6308-0
Telefax 069 6312925
<http://www.vde.com>
E-Mail service@vde.com

