

Windstrom und Wasserstoff – Eine Alternative

Dennis Krieg, Thomas Grube, Michael Weber, Detlef Stolten, RWTH Aachen, Forschungszentrum Jülich GmbH

Zusammenfassung:

Es wird ein Energieversorgungskonzept für Deutschland aufgestellt und diskutiert. Das Modell erlaubt eine Reduktion des CO₂-Austoßes um 55% gegenüber 1990. Es basiert auf Windenergie, Elektrolyse, Wasserstoffnutzung mit Brennstoffzellen im Straßenverkehr und der Residuallastdeckung mit Erdgaskraftwerken.

Keywords: Brennstoffzellen, Energiespeicher, Windenergie, Elektrolyse, Residuallast, Emission, Klimaziele

1. Einleitung

Die Energietechnik ist weltweit derzeit einem starken Wandel unterworfen. Die allgemein anerkannten Treiber dazu sind Klimawandel, Energieversorgungssicherheit, industrielle Wettbewerbsfähigkeit und lokale Emissionen. Diese Treiber sind weltweit anerkannt, wobei ihre Wertigkeit je nach Land unterschiedlich gesehen wird. Nach dem durch eine Naturkatastrophe ausgelösten Kernkraftwerksunfall in Fukushima haben sich mehrere Länder von der Kernkraft abgewandt. In Deutschland hat dies zu einem breiten politischen Konsens aller Parteien gegen die weitere Kernkraftnutzung geführt. Auch in Japan zeichnet sich allmählich zunehmender Widerstand der Bevölkerung ab. Gleichzeitig sollen die Emissionen der Klimagase weiter reduziert werden. Bezogen auf 1990 wird eine Reduktion der Treibhausgasemissionen von 40 % bis 2020, 55 % bis 2030, 70 % bis 2040 und 80-95 % bis 2050 angestrebt [1]. Hierzu werden häufig als *Grand Challenges* Erneuerbare Energien, Elektromobilität, effiziente Kraftwerke und Kraft-Wärme-Kopplung gesehen. Unter den oben genannten Forderungen zur Reduktion der Klimagase bleiben von diesen vier großen Themen nur noch zwei übrig, nämlich Erneuerbare Energien und Elektromobilität auf der Basis erneuerbarer Energien. Weder Kraft-Wärme-Kopplung noch hocheffiziente zentrale Kraftwerke auf der Basis fossiler Energien können den oben genannten Forderungen für 2040 oder 2050 standhalten. Im Rahmen dieser Themenfelder gilt es die Game Changers zu identifizieren, also die großen Technologien, die in der Lage sind, zu den oben genannten Zielen quantitativ beizutragen. Dies schließt die Forderung ein, daß sie auf der Zeitachse darstellbar sein müssen. Es kommen also nur Techniken in Frage, die etwa 20 Jahre vor dem CO₂ Reduktionsziel die Forschung verlassen haben, sodaß etwa 10 Jahre für die industrielle Entwicklung und 10 Jahre für die Marktdurchdringung zur Verfügung stehen. Solche Technologien sind etwa Windkraftanlagen, Solaranlagen und auch Pkw-Brennstoffzellen. Wenn das Ziel für 2050 betrachtet wird, können nach 2030 noch lediglich Missing Links, also notwendige Technologien zur Verknüpfung erforscht

werden. Dies betrifft natürlich nicht Forschungsarbeiten für Technologien einer zweiten Generation zur Erfüllung der Ziele. Effiziente wasserstoffbetriebene Kraftwerke zur Kompensation der fluktuierenden erneuerbaren Energien, also insbesondere wasserstoffbetriebene Gasturbinen, werden zunehmend bedeutend werden. Als Maßstab für diese Entwicklung dient beispielsweise Dänemark. Bis 2035 sollen Strom und Wärme vollkommen fossilfrei angeboten werden [2]. Dies ist insbesondere auch deshalb bemerkenswert, weil Dänemark nicht über Kernkraft verfügt und daher nur auf erneuerbare Energien zurückgreifen kann. Für eine Übergangszeit kann die fluktuierende Stromeinspeisung der erneuerbaren Energien mit Erdgaskraftwerken kompensiert werden. Letztere können später auf CO₂-freien Betrieb umgestellt werden, indem sie Wasserstoff verwenden.

2. Status der CO₂-Emissionen

In Deutschland wurden 2010 insgesamt 920 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalent emittiert. Tabelle 1 zeigt die CO₂-Emittenten und deren Anteil an den Gesamtemissionen. Den größten Anteil nimmt die Stromerzeugung mit 32%-Punkten ein. Auf den Energiesektor entfallen insgesamt 37%. 11 % werden im Bereich Haushalte sowie 16 % in den Bereichen Gewerbe und Industrie verursacht. Im Verkehr entstehen 11%-Punkte des CO₂-Ausstoßes durch Pkw und 6 %-Punkte durch Schwerlast- sowie Bahn-, Schiffs- und Flugverkehr [3]. Der CO₂-Ausstoß in Deutschland wurde von 1990 bis 2009 um 26% reduziert. Um allerdings eine Einsparung von mindestens 80% zu erreichen, müssen große Bereiche praktisch CO₂-frei gestaltet werden. Dazu zählen der Stromsektor und der Pkw-Verkehr, die mit dem hier diskutierten Konzept vergleichsweise einfach und kostengünstig umgestellt werden können. Darüber hinaus ist Potenzial im Bereich der Haushalte sowie bei Gewerbe und Industrie zur CO₂-Einsparung vorhanden. Im Schwerlastverkehr werden sich Einsparungen nur schwierig, voraussichtlich durch Biokraftstoffe, erreichen lassen.

Tabelle 1: CO₂-Emittenten und deren Anteil an den Gesamtemissionen [3]

CO ₂ -Emittent		Anteil an Gesamtemissionen [%]	
Energiesektor (davon Strom)		37 (32)	
Transport	Pkw	17	11
	Güter-/ sonstiger Transport		6
Haushalte		11	
Industrie		19	
Handel & Gewerbe		4	
Landwirtschaft		8	
Sonstige		4	
Summe		100	

Die direkten CO₂-Emissionen nehmen mit etwa 800 Mio. t den größten Anteil an den Gesamtemissionen ein. Es ist allerdings zu beachten, dass auch andere Stoffe trotz ihrer sehr geringen Quantität einen großen Einfluss haben, weil sie über einen wesentlich

höheren Äquivalenzfaktor verfügen. Der Äquivalenzfaktor gibt an, wie viel stärker sich die gleiche Menge eines Stoffes im Verhältnis zu CO₂ auf das Klima auswirkt. CO₂ wird dabei als Referenzwert mit 1 angegeben. Der Einfluß ist zeitabhängig, wie Tabelle 2 zeigt. In der Literatur werden im Allgemeinen Äquivalenzfaktoren verwendet, die auf 100 Jahre bezogen werden.

Tabelle 2: CO₂-äquivalente Emissionsfaktoren [4]

Treibhausgas	CO ₂ -äquivalenter Emissionsfaktor		
	20 Jahre	100 Jahre	500 Jahre
CO ₂	1	1	1
CH ₄	72	25	7,6
N ₂ O	289	298	153
HFC	437 – 12.000	124 – 14.800	38 – 12.200
PFC	5.200 – 8.630	7.390 – 17.700	9.500 – 21.200
SF ₆	16.300	22.800	32.600

3. Strategische Konsequenzen

Aus den vorangegangenen Überlegungen können folgende Konsequenzen gezogen werden:

- Nur Elektromobilität auf der Basis von Batterien oder Brennstoffzellen kann die strikten Vorgaben erreichen, da sie am Fahrzeug keine CO₂ Emissionen aufweisen.
- Nur erneuerbare Energien erfüllen die Vorgaben zur CO₂-freien Stromerzeugung.
- Erneuerbare Energien fluktuieren stark und benötigen daher sehr große Speicherkapazitäten, die weit über bestehende Speicherung hinausgehen.
- Windkraft mit Wasserelektrolyse und Elektromobilität kann ein Gesamtsystem darstellen, das den Anforderungen gerecht wird.
- Für dieses System gilt es zu prüfen, ob es technisch durchgängig darstellbar ist und ob es wirtschaftlich sein kann. Dabei soll das System mit möglichst wenigen Koimponenten erreicht werden, um auch Kostensenkungspotentiale wirksam greifen zu lassen und es sollen möglichst weit entwickelte Komponenten eingesetzt werden.

4. Leistungsdichte als wesentliches Charakteristikum erneuerbarer Energien und deren Speichermedien

Das wichtigste Argument für die Auswahl erneuerbarer Techniken sollte nicht die potentielle Leistung sein, die die Natur als Primärenergie zur Verfügung stellt, sondern die Leistungsdichte. Die Leistungsdichte dient als Maß für den Aufwand, der betrieben werden muss, um die Energie aufkonzentrieren und damit in Strom umwandeln zu können. Den Bezugspunkt stellt die aktive Fläche des technischen Aggregates dar, dies ist z.B. bei der Photovoltaik die Zellfläche. Während Wasserkraft im Bereich einiger Kilowatt pro Quadratmeter liegt, liegt die Leistungsdichte von Windkraft bei etwa 150 W/m² und die von Photovoltaik bei etwa 15 W/m². Es liegt als immer etwa eine Größenordnung zwischen

diesen Techniken. Die Leistungsdichte ist letztlich für die Wirtschaftlichkeit der erneuerbaren Energie wichtiger als das Gesamtpotential, da eine hohe Leistungsdichte den technischen Aufwand zur Konzentration und Nutzbarmachung der erneuerbaren Primärenergie verringert. Das untermauert auch eindrucksvoll der Ist-Zustand der installierten Kapazität in Abbildung 1. Wasserkraft ist in Deutschland praktisch voll ausgebaut, Windkraft und Photovoltaik bieten hingegen noch große Zubaumöglichkeiten. Aufgrund der höheren Leistungsdichte wird für das folgende Szenario die Windkraft ausgewählt. Nach realistischen Schätzungen liegt allein das Windpotenzial on-shore bei 189 GW [5]. Andere, erneuerbare Primärenergien werden auf dem heutigen Stand belassen. Hierdurch wird das Szenario möglichst einfach und nachvollziehbar gehalten.

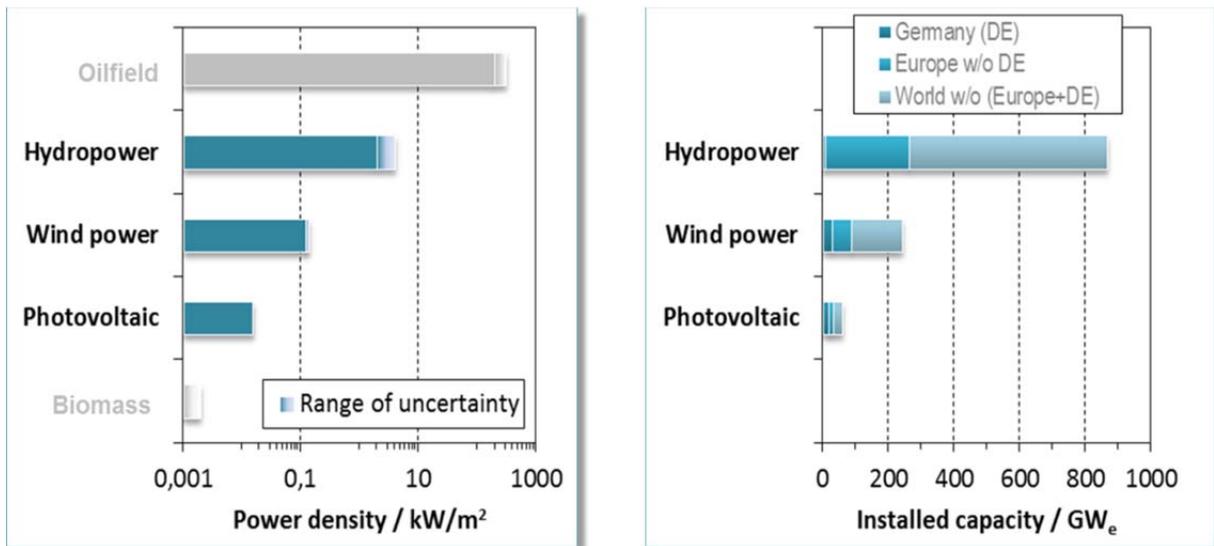


Abbildung 1: Leistungsdichte und installierte Kapazität erneuerbarer Energien im Vergleich

Ähnliche Überlegungen gelten bei der Auswahl des bevorzugten Speichermediums. Lithiumionenbatterien liegen heute bei einer Speicherdichte von etwa 2 MJ/l und werden, um eine lange Lebensdauer zu erreichen, nur zu etwa 50% be- und entladen. Damit ergibt sich eine effektive Speicherdichte von etwa 1 MJ/l bzw. 0,5 MJ/kg. Wasserstoff in einem Autotank bei 700 bar hat eine volumenspezifische Speicherdichte von etwa 4 MJ/l und etwa 4 MJ/kg jeweils einschließlich des Tanks sowie eine physikalische Speicherdichte im flüssigen Zustand von 8,46 MJ/l. Dieses sind die beiden für Elektromobilität infrage kommenden Energiespeicher. Benzin hingegen hat eine im Vergleich hervorragende Speicherdichte von 37 MJ/l des reinen Kraftstoffes bei einem vernachlässigbaren Eigenvolumen des Tanks und etwa knapp 30 MJ/kg einschließlich des Tanks. Aufgrund der 4-6 Mal höheren Speicherdichte von Wasserstoff gegenüber Batterien wird dieser als Speichermedium ausgewählt. Eine Zusammenstellung verschiedener Speicherdichten zeigt Tabelle 3.

Tabelle 3: Speicherdichte von Benzin und Ethanol im Vergleich zu Wasserstoff und Batterien.

* Technische Speicherdichten von Benzin und Ethanol abgeschätzt für einen Kunststofftank mit 60 l Fassungsvermögen und einer Masse von 10 kg;
 ** Physikalische Speicherdichte von Li-Ionen Batterien gilt für Elektrodenmaterialien des Graphit-LiCoO₂ Systems.

	Physikalische Speicherdichte		Technische Speicherdichte	
	[MJ/l]	[MJ/kg]	[MJ/l]	[MJ/kg]
Benzin	32 [6]	43 [6]	30 *	35 *
Ethanol	21 [6]	27 [6]	19 *	22 *
Wasserstoff bei 700 bar	5	120	3 [7]	6 [7]
Li-Ion Batterien	5 **	1,5 **	0,72	0,36 [8]

5. Erneuerbares Szenario mit konstanter Anzahl von Windkraftanlagen

Momentan hat die Stromerzeugung ihren Schwerpunkt sehr stark im Bereich der fossilen Energieträger und der Nuklearenergie. Fast 4/5 des Stroms wird mit Kernenergie, Braun-, Steinkohle oder Gas produziert. Der Anteil der Windenergie liegt zum Vergleich bei nur ca. 6%. Die Verteilung der Stromerzeugung nach Primärenergien in Deutschland im Jahre 2010 ist im folgenden Bild dargestellt.

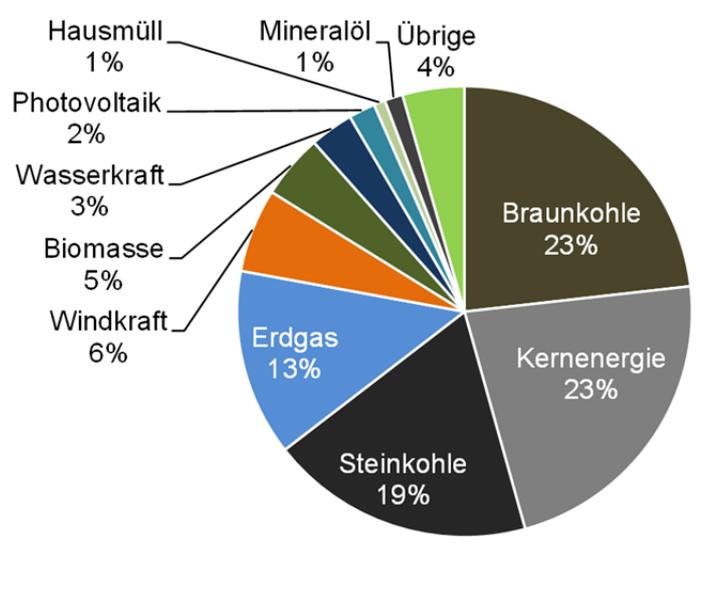


Abbildung 2: Verteilung der Stromerzeugung von 490 TWh im Jahre 2010 in Deutschland auf die Primärenergien

Die Verteilung der installierten Windkraftanlagen in Deutschland im Jahre 2010 zeigt das folgende Bild. Daraus ergibt sich eine durchschnittliche, gewichtete Leistung von 1,23 MW pro Windkraftanlage¹.

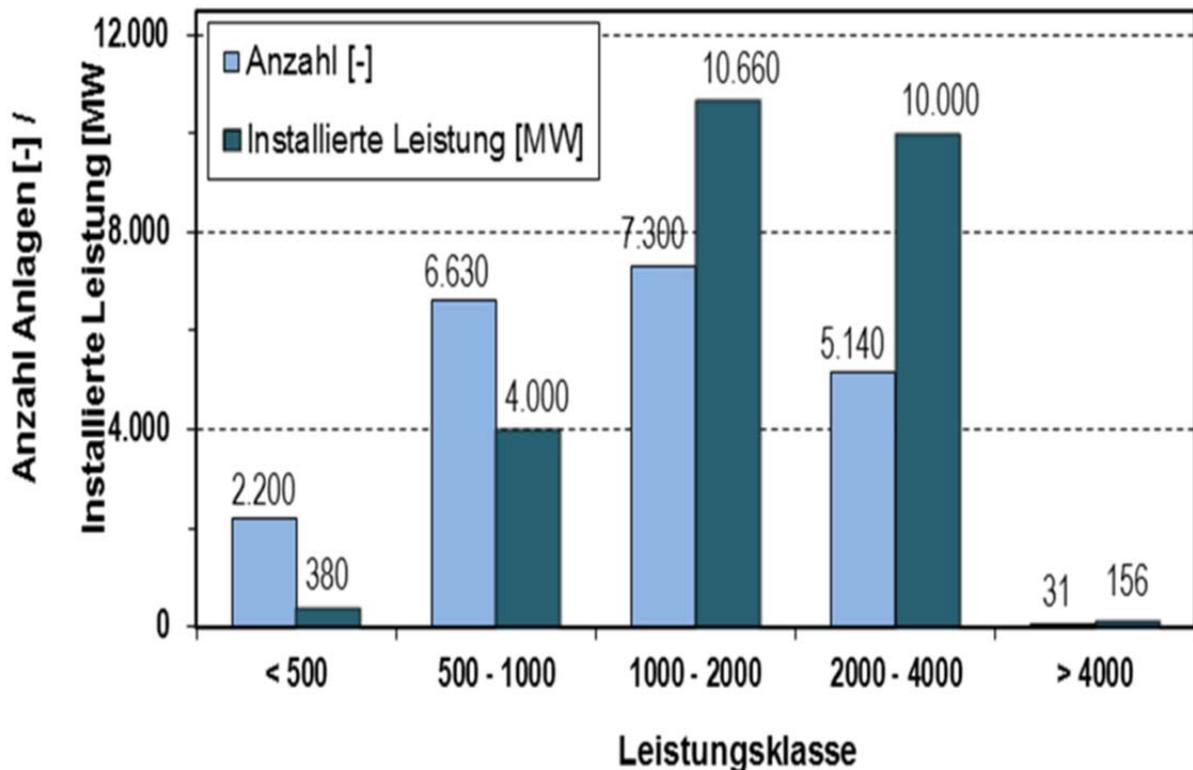


Abbildung 3: Verteilung der installierten Windkraftanlagen in Deutschland auf die verschiedenen Leistungsklassen im Jahre 2010; Daten aus [9]

Auf Basis der oben dargestellten Argumentationen und Daten wird ein Szenario mit möglichst einfachen Parametern entworfen. Im Detail werden folgende Annahmen getroffen:

- Die Anzahl der Onshore-Windkraftanlagen wird auf dem Stand von Ende 2011 konstant gehalten. Dies sind ca. 22.500 Anlagen. Ihr Durchschnittswert wird von 1,23 MW pro Anlage auf 7,5 MW pro Anlage angehoben und die Auslastung von knapp 1400 auf 2000 Volllaststunden². Der letzte Wert wird bereits heute von 3 MW Anlagen im bundesweiten Mittel bei on-shore Anlagen leicht übertroffen [10].
- Die Offshore-Windenergie wird auf 70 GW ausgebaut [11], ihre Volllaststunden werden mit 4000 h/a angenommen.
- Die Photovoltaik wird mit der Ende des Jahres 2011 installierten Leistung von 24,8 GW zeitabhängig berücksichtigt.

¹ Installierte Leistung / Anzahl Anlagen

² Mit steigender Nabenhöhe und Größe erhöhen sich Leistung und Volllaststunden.

- Der Beitrag anderer erneuerbarer Energien wird auf dem Niveau von 2010 als zeitlich konstant angenommen³. Sie tragen somit weder zu den Fluktuationen noch zu deren Glättung bei.
- Die Fluktuationen von Wind- und Solarenergie werden im Bedarfsfall vollständig über Gaskraftwerke kompensiert. Andere fossile Energieträger werden nicht mehr benutzt. Unterhalb von 700 Stunden Betrieb pro Jahr werden offene Gasturbinen eingesetzt, oberhalb Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke. Der Teillastbetrieb wird mit einem Wirkungsgradabschlag von 15% auf den Wirkungsgrad bei Nennleistung berücksichtigt. Dies bedeutet, dass pauschal angenommen wird, dass die Kraftwerke mit 85% des Wirkungsgrades bei Nennleistung arbeiten.
- Überschüssige Stromerzeugung wird zur Produktion von Wasserstoff mittels Elektrolyse genutzt, über ein Wasserstoffpipelinenetz an Tankstellen verteilt und in Brennstoffzellen-Pkw verwendet. Für die Elektrolyse wird ein Wirkungsgrad von 70%⁴ und eine Mindestauslastung von 1000 h/a angenommen. Das bedeutet, daß bei extremen Windspitzen die Windenergie nicht genutzt wird. Die saisonale Speicherung erfolgt in Salzkavernen. Der Wasserstoffverbrauch im Fahrzeug wird mit 1 kg Wasserstoff pro 100 km veranschlagt. Es wird von einer durchschnittlichen Fahrleistung von 11.400 km pro Jahr für das Auto ausgegangen; vgl. Kapitel 6.
- Im Bereich der Hauswärmeversorgung wird die Hälfte des 2010 verbrauchten Erdgases eingespart. Dieses könnte bei Bedarf zur Stromerzeugung verwendet werden.

Abbildung 4 zeigt zwei ‚Momentaufnahmen‘ der Szenarioberechnung. Dabei wird die vertikale Netzlast, also der benötigte Strom, der von den Kraftwerken zu den Kunden über das Stromnetz transportiert wird, mit der eingespeisten Strommenge verglichen. Überschüsse werden per Elektrolyse in Wasserstoff umgewandelt und Defizite mit Gaskraftwerken ausgeglichen. Zu erkennen ist, dass die Wintermonate einen größeren Überschuss bereitstellen als die Sommermonate, weil Wind einen ausgeprägten, saisonalen Charakter hat.

Das Szenario wurde bewusst einfach und mit wenigen Komponenten gestaltet. Es soll in einem durchgängigen Konzept die Machbarkeit der erneuerbaren Energieversorgung aufzeigen. Der Beitrag anderer Energiespeicher und des transnationalen Stromaustauschs wird hier zunächst vernachlässigt. Die Besonderheit liegt in der engen Verzahnung zwischen den stationären Sektoren und dem Transportsektor. Das Bindeglied stellt dabei der Wasserstoff dar. Für seine Verwendung gibt es im Hinblick auf die sehr großen Mengen zwei grundlegende Optionen: die netzgebundene Rückverstromung und die Verwendung als Treibstoff. Der Wirkungsgrad der Rückverstromung mit oder ohne Erdgasnetzeinspeisung wird maximal der der Erdgasverstromung entsprechen. Wird der Wasserstoff zuvor zur Methanisierung von CO₂ verwendet, sinkt der Wirkungsgrad. Wasserstoff, der als Treibstoff in Brennstoffzellenfahrzeugen Verwendung findet, reduziert bereits den Energiebedarf (Tank-to-Wheel) um etwa 50% im Vergleich zu benzingetriebenen Fahrzeugen (Abbildung 5). Gleichzeitig ist die auf den Heizwert bezogene, vermiedene CO₂-Emission der erdölbasierten Treibstoffe um 25 % höher als die von Erdgas, so dass die Verwendung

³ Eingespeiste Arbeit [TWh/a] / 8760 [h/a]

⁴ Bezogen auf den Heizwert

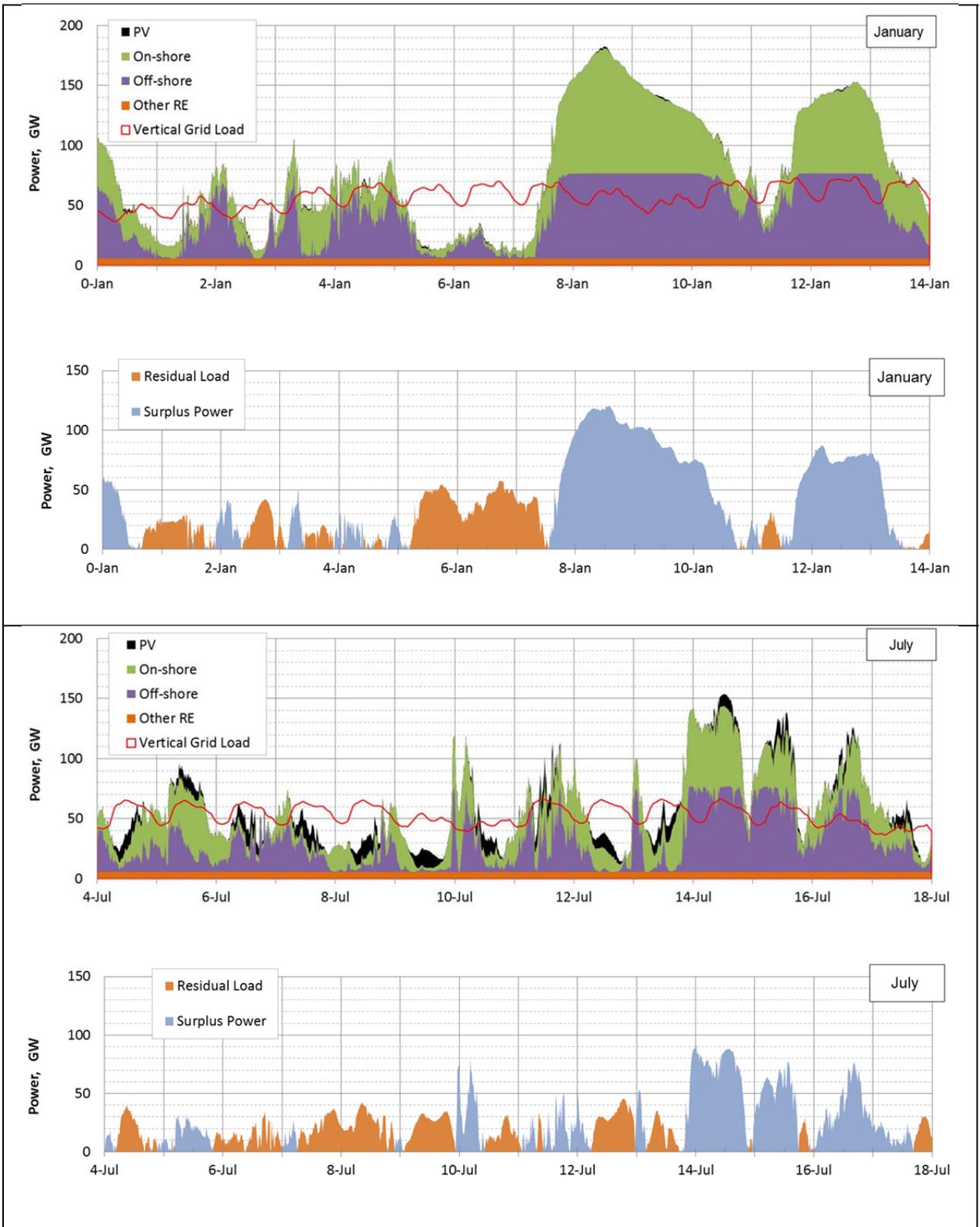


Abbildung 4: Vergleich von berechneter Energieeinspeisung, vertikaler Netzlast im Jahr 2010 und dem resultierenden Überschuss/Defizit

im Straßenverkehr zusammen 2,5 mal so viel CO₂-Entstehung vermeidet wie die Rückverstromung in Kraftwerken. Die Methanisierung wird heute auch als ein Weg der Energiespeicherung diskutiert, bei der die vorhandenen Transportmöglichkeiten und Techniken verwendet werden können. Es ist allerdings zu beachten, dass dies eine Verschiebung der CO₂-Emission vom Kohlekraftwerk zum flexibleren Gaskraftwerk bewirkt und damit keine CO₂-Vermeidung in der geforderten Größenordnung erlaubt. Plakativ gesehen kann eine doppelte Verwendung des C-Atoms nur zu einer Reduktion des CO₂ von 50% führen, nicht von 80% oder mehr. In der Realität liegt der Wert sehr viel niedriger, da erhebliche Verluste beim Handling und bei den Umwandlungsschritten des CO₂ auftreten. Desweiteren ist dieser Weg mit erheblichem technischen Aufwand verbunden, was ihn ökonomisch fragwürdig macht. Es ist daher ökologisch und ökonomisch attraktiver, den Wasserstoff im Verkehr zu verwenden, um Benzin und Diesel langfristig zu ersetzen.

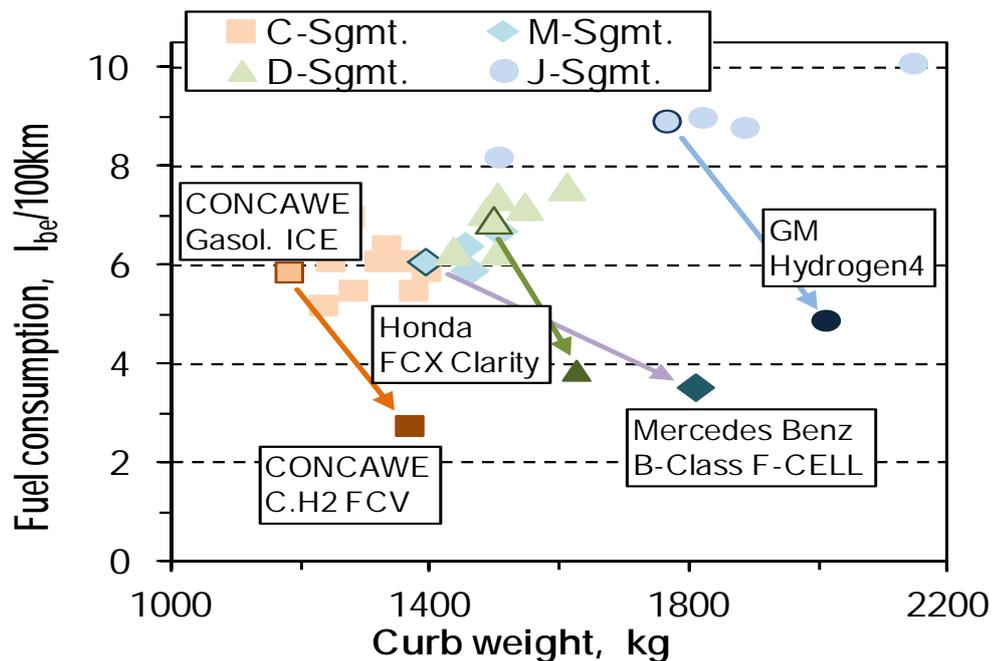


Abbildung 5: Energiebedarf von Brennstoffzellen-Pkw-Demonstratoren und aktuellen Benzinfahrzeugen

Der Wechsel von Verbrennungsmotoren hin zu Brennstoffzellen hat insbesondere Auswirkungen auf den Verbrauch und das Gewicht des Fahrzeugs. Abbildung 5 zeigt den aktuellen Vergleich von Treibstoffverbrauch und Leergewicht in unterschiedlichen Fahrzeugsegmenten. Mit C wird die Mittelklasse, mit D die obere Mittelklasse und mit M bzw. J der Van/Mehrzweckfahrzeugbereich bzw. der Geländewagenbereich gekennzeichnet. In allen Segmenten ist klar zu erkennen, dass der Verbrauch sinkt, während das Leergewicht steigt. Überschlüssig kann festgehalten werden, dass der Verbrauch sich etwa halbiert, während das Gewicht zunächst um etwa 10 – 20% steigt. Es wird davon ausgegangen, daß diese Gewichtssteigerung bei Fahrzeugen zukünftiger Generationen wieder abgebaut werden kann, was hier im Rahmen konservativer Annahmen nicht berücksichtigt wurde.

6. Vorgehensweise

Die Berechnungen beruhen auf den von den Übertragungsnetzbetreibern zur Verfügung gestellten Viertelstundendaten für Wind- und PV-Einspeisung sowie für die vertikale Netzlast. Die Windprofile des Jahres 2010 werden entsprechend obiger Vorgaben skaliert; die Anhebung der Auslastung geschieht durch Anwendung einer Verstärkungsfunktion, die vorwiegend auf den unteren Leistungsbereich wirkt. Die PV-Vorhersageprofile des Jahres 2010 werden für die Zeiten, wo sie von einzelnen Netzbetreibern noch nicht veröffentlicht wurden, von 50 Hertz übernommen und so skaliert, dass sich für jeden Netzbetreiber die exakt gemessene Jahressumme ergibt. Im Anschluss werden sie zunächst noch einmal linear datumsabhängig skaliert, um den unterjährigen Zubau zu berücksichtigen und schließlich wieder auf die installierte Leistung laut Szenario skaliert. Für Elektrolyseure wird ein Wirkungsgrad von 70%_{LHV} angenommen – als Mindestauslastung des letzten zugebauten Elektrolyseurs werden 1000 Vollaststunden angesetzt. Für Gaskraftwerke wird wegen des dynamischen Betriebs ein 15 %-iger Abschlag auf heutige, über verschiedene Hersteller gemittelte Nennlastwirkungsgrade, 58,5 % (GuD) beziehungsweise 36,5 % (Gasturbine) angewendet. Das bedeutet, dass pauschal angenommen wird, dass die Kraftwerke im Durchschnitt mit 85% ihrer Nennlastwirkungsgrade arbeiten. Die Anteile der jeweiligen Kraftwerke werden im Folgenden diskutiert.

7. Anmerkung zu den Annahmen

Unter der Maßgabe, von heute verfügbaren Technologien auszugehen, wurde der spezifische Kraftstoffverbrauch für Pkw mit Brennstoffzellen gemäß des heutigen Stands mit 3,3 Litern Dieseläquivalent oder 1 kg Wasserstoff je 100 km angenommen [12]. Es wurde eine Fahrleistung von 11.400 km angenommen. Im Vergleich dazu liegt die durchschnittliche Fahrleistung aktuell bei ca. 14.900 km. Zu erwartende Verbrauchsreduktionen würden die Fahrzeuganzahl, die sich mit der laut Szenario ermittelten Wasserstoffmenge versorgen ließe, erhöhen. Dem steht eine im Zeitverlauf wachsende Flotte von Fahrzeugen bei nur leicht absinkender jährlicher Fahrleistung gegenüber. Die Studie GermanHy geht beispielsweise von einem Pkw-Bestand von 52,1 Mio. Pkw im Jahr 2050 aus [13]. In [14] werden 41,7 Mio. für das Jahr 2011 genannt. Die über alle Antriebsarten gemittelten Fahrleistungen reduzieren sich laut Shell Pkw-Szenarien [15] von heute etwa 12.200 km auf etwa 11.900 km im Jahr 2030. Ein andere Angabe zu aktuellen Pkw-Fahrleistungen gibt [16] mit 11.400 km. Es wird in erster Näherung angenommen, dass sich die steigende Fahrzeuganzahl und die verringerte Laufleistung pro Jahr aufheben werden. Als Wasserstoffverbrauch pro 100 km wurde der Wert jetziger Brennstoffzellenfahrzeuge angenommen; für Fahrzeuge zukünftiger Generationen werden allgemein 0,7 kg H₂/100 km erwartet. In ähnlicher Weise kompensieren sich die Annahme, daß die Anzahl der Windturbinen auf den heutigen Stand eingefroren wurde und die in der Realität möglicherweise nicht überall erreichbare Erhöhung der mittleren Windturbinenleistung auf 7,5 MW. Der auf der Transmissionsebene anfallende Netzverlust ist zwar nicht in der vertikalen Netzlast enthalten, wird aber in den amtlichen Statistiken bisher nicht einzeln ausgewiesen. Da er – wenn Gaskraftwerke nah am Verbraucher gebaut werden – nur bei starker Einspeisung der Erneuerbaren erheblich relevant wird, lässt er sich durch einen geringen zusätzlichen Ausbau der Erneuerbaren auch weitgehend kompensieren, da er sich im Bereich weniger %-Punkte bewegt.

8. Energie- und CO₂-relevante Ergebnisse

Mit diesem Energiesystem kann sowohl die Netzlast von in Summe 488 TWh (2010) gedeckt, als auch der Verkehr mit 5,4 Mio. t Wasserstoff, entsprechend 257 TWh Primärenergie, versorgt werden. Die Netzlastdeckung teilt sich wie folgt auf die Energieträger auf: 75 % Wind und PV, 10 % sonstige erneuerbare Energien und 15 % Erdgas (Abbildung 6). Mit dem Wasserstoff kann der Großteil der Fahrzeuge im Straßenverkehr versorgt werden. Werden die Verhältnisse zwischen den Fahrzeugzahlen entsprechend den Annahmen der GermanHy-Studie für 2050 [13] gewählt, sind dies 28 Mio. PKW, 2 Mio. leichte Nutzfahrzeuge und 47.000 Busse – d.h. 68- respektive 62- und 55 % des jeweiligen deutschen Bestandes im Jahr 2011. Zur Deckung der Residuallast reicht die heute verstromte Erdgasmenge aus.

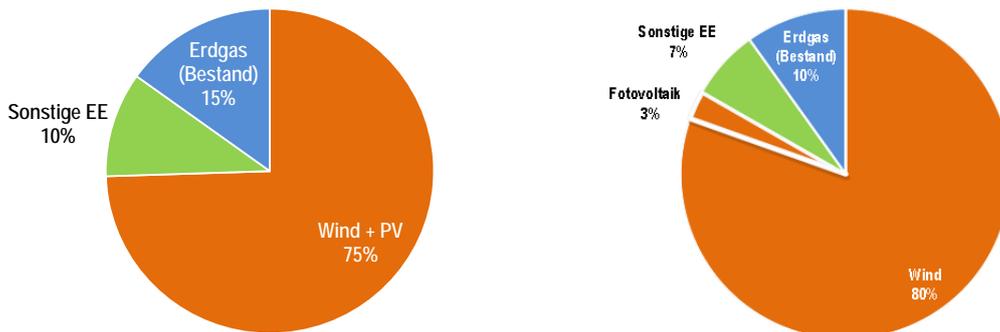


Abbildung 6: Anteile der Energieträger an der Stromerzeugung laut Szenario
 Links: Vertikale Netzlast (488 TWh_{el})
 Rechts: Gesamterzeugung, inkl. Strom für Elektrolyse (745 TWh_{el})

Durch die Substitution von erdölbasierten Treibstoffen im Verkehrssektor werden mit der gegebenen Wasserstoffmenge knapp 9 %-Punkte des CO₂-Gesamtausstoßes des Jahres 2009 eingespart. Die Einsparung im Stromsektor beträgt 27 %-Punkte. Der Anteil der Stromerzeugung für die öffentliche Versorgung an den CO₂-Emissionen reduziert sich auf 5,4 % der verbleibenden Gesamtmenge.

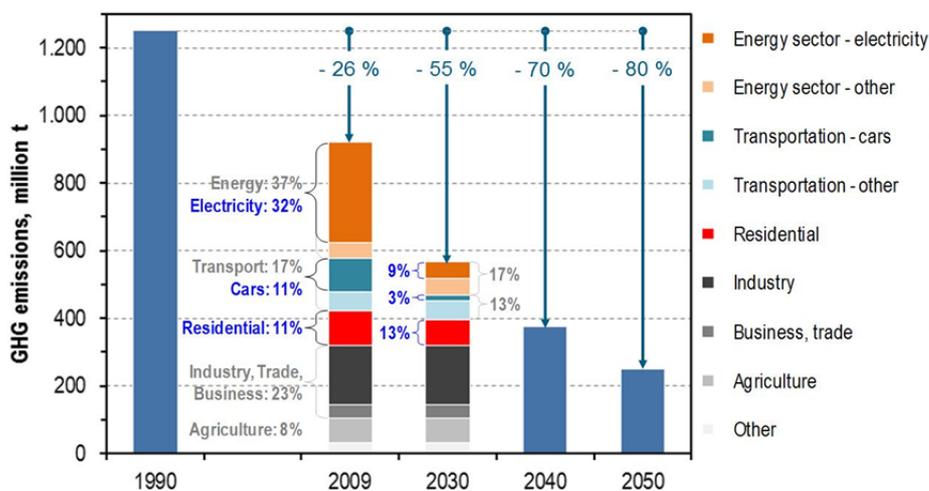


Abbildung 7: Beiträge zur Reduktion der CO₂-Emissionen

Unter Berücksichtigung der zwischen 1990 und 2009 bereits erfolgten Gesamtreduktion um 26,5 % können damit gegenüber 1990 insgesamt 697 Mio. t CO₂ beziehungsweise 55 % eingespart werden (Abbildung 7). Es verbleiben Emissionen in Höhe von 567 Mio. t CO₂-Äquivalent. Die Emissionsvorgabe für 2030 kann damit bereits mit den vorgeschlagenen Maßnahmen umgesetzt werden. Weitere Reduktionen sind technisch möglich, müssen aber auf ihre Umsetzbarkeit und ihren ökonomischen Einfluss hin untersucht werden.

9. Brennstoffzellenfahrzeuge

Die Emissionen der Pkw, die jährlich über 100 Mio. t CO₂ betragen, sollen zukünftig durch den Einsatz von Brennstoffzellen und Wasserstoff auf ein Minimum reduziert werden. Im Idealfall werden zukünftig keine Treibhausgase mehr durch Pkw selbst freigesetzt. Um dies allerdings zu erreichen, müssen neben technischen Anforderungen auch die Kundenwünsche berücksichtigt werden. Es ist grundsätzlich vorstellbar, dass sich das Mobilitätsverhalten der Bürger zukünftig ändern wird, allerdings wird ein System auf Dauer sich nicht durchsetzen können, wenn die Einschränkungen zu gravierend sind. Die Automobilhersteller sind daher darum bemüht Brennstoffzellenfahrzeuge vergleichbar zu konventionellen Fahrzeugen zu gestalten. Dies umfasst z.B. die Reichweite, die Tankdauer, die Dynamik, die Kaltstartfähigkeit und natürlich die Anschaffungskosten. Exemplarisch wird der Stand der Technik in Tabelle 4 durch die Brennstoffzellen-B-Klasse von Daimler gezeigt. Andere Hersteller wie Honda, GM, Toyota, etc. entwickeln ebenfalls Brennstoffzellenfahrzeuge, die technisch vergleichbar sind. Die Tabelle zeigt, dass die Fahrzeuge bezüglich ihres technischen Standes weitgehend das Niveau von konventionellen Fahrzeugen erreicht haben. Verbesserungen sind noch bei den Kosten und der Lebensdauer zu erzielen. Die Kosten für das Brennstoffzellensystem sollen langfristig von 49 \$/kW auf 30 \$/kW gesenkt werden und damit einen Brennstoffzellenantrieb ermöglichen, der den Kosten des heutigen Antriebsstranges entspricht [17]. Die Lebensdauer soll von den heutigen 2.500 h auf 5.000 h erhöht werden [17]. Dies entspräche etwa 200.000 bis 250.000 km Laufleistung. Die Markteinführung von Brennstoffzellenfahrzeugen ist für 2014 geplant [18].

Tabelle 4: Daten der B-Klasse von Daimler mit Elektromotor und Brennstoffzelle [19]

Kriterium	Einheit	Wert
(Netto-)Leistung	[kW/PS]	100/136
Drehmoment	[Nm]	290
Höchstgeschwindigkeit	[km/h]	170
Treibstoffverbrauch	[l _{Dieseläquivalent} /100 km]	3,3
CO ₂ -Ausstoß	[g/km]	0
Reichweite	[km]	385
Batteriekapazität/-leistung	[kWh/kW]	1,4/35
Kaltstartfähigkeit	[°C]	-25

10. Wasserstoff-Pipelinesystem und Speicherung

Neben Fahrzeugen und Herstellung von Wasserstoff ist auch eine Distributionsinfrastruktur erforderlich, um den Wasserstoff sicher, energieeffizient und kostengünstig zu verteilen. Wasserstoff verfügt gravimetrisch über eine sehr hohe Energiedichte, vgl. Tabelle 3, hat aber eine sehr geringe Dichte und muss daher auf hohe Drücke gebracht werden, um eine ausreichende Reichweite sicherzustellen. Der Transport in Pipelines, ähnlich wie beim Erdgas, bietet sich daher an. Der Transport in Lkw ist bei großen Mengen zu aufwändig und die Verflüssigung benötigt ca. 1/3 der im Wasserstoff gebundenen Energie und ist damit ebenfalls aufwändig und teuer.

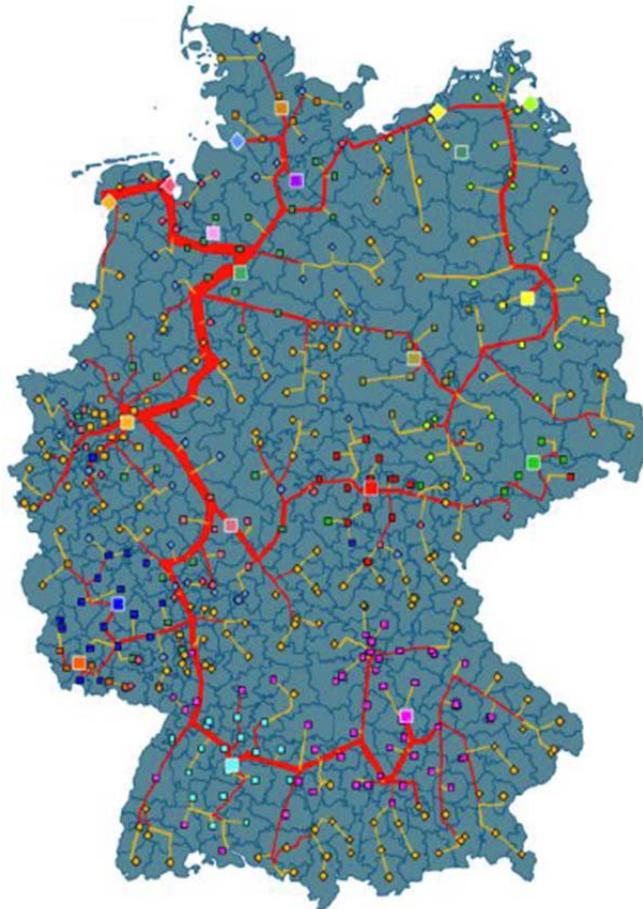


Abbildung 8: Wasserstoff-Pipelinesystem für Deutschland [20]

Ein Pipelinesystem, vgl. Abbildung 8, hätte bei einer flächendeckenden Versorgung eine Länge von ca. 12.000 km im Transmissions- und ca. 31.000 – 47.000 km im Distributionsnetz [20]. Es wird angenommen, dass 9.800 bestehende Tankstellen auf Wasserstoff umgestellt bzw. damit erweitert werden; das entspricht einer Vollversorgung von Deutschland. Eine klare Trennung zwischen Transmissionsnetz und Distributionsnetz wird deshalb vorgenommen, weil dies technisch leichter umzusetzen ist und auch beim Aufbau der Netze wesentliche Vorteile bietet, vgl. [20]. Die Kosten werden bei ca. 6-7 bzw. 13-19 Mrd. € liegen und umfassen auch die Kompressoren [20].

Im Szenario werden 5,4 Mio. t Wasserstoff im Jahr hergestellt. Die maximale Leistung, die mindestens 1000 h/a erreicht, liegt bei 84 GW. Wird eine konstante Abnahme unterstellt,

ergibt sich aus dem saisonal unterschiedlichen Eintrag der Windenergie eine Speicherkapazität von 800.000 t, also etwa 15% des erzeugten Wasserstoffs. Dies entspricht einem Speichervolumen von 9 Mrd. m³ bzw. einer chemisch gebundenen Energie von 27 TWh_{LHV}⁵. Bei einer Reserve von 60 Tagen, würden ca. 90 TWh_{LHV} benötigt. Alle Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland haben zurzeit zusammen eine Speicherkapazität von 0,04 TWh_{el}. Damit liegen Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland drei Größenordnungen unter dem Bedarf der saisonalen Speicherung und kommen nicht zum saisonalen Ausgleich in Frage. Als einzige Technologie bleibt noch Gasspeicherung übrig.

11. Kostenabschätzung

Um eine Wasserstoffinfrastruktur zu realisieren, sind mehrere Komponenten erforderlich. Deren Investitionskosten sind in Tabelle 5 angegeben. Der größte Anteil entfällt auf die Herstellung mittels Elektrolyse. Auf die Tankstellen entfallen ca. 20 Mrd. € und auf die Spitzenstromerzeugung ca. 24 Mrd. €. Für das Wasserstoffnetz kann von Kosten zwischen 19 Mrd. € und 25 Mrd. € ausgegangen werden. Im Vergleich dazu fielen für das deutsche Erdgasnetz zwischen 1995 und 2010 Investitionskosten in Höhe von 37 Mrd. € an [20]. Schließlich muss für die Salzkavernenspeicher ein Aufschlag von 5 – 15 Mrd. € berücksichtigt werden, je nach Annahme der rein saisonalen Speicherung oder auch einer 60 Tage Reserve. Die Brennstoffzellenfahrzeuge werden zunächst mit einem Aufschlag in der Investition gerechnet, der einem Dieselhybrid entspricht. Es wird davon ausgegangen, daß dieser langfristig langfrisitig in zukünftigen Fahrzeuggenerationen wieder abgebaut werden kann, vgl. [17].

Tabelle 5: Komponenten und Investitionskosten für die Bereitstellung von Wasserstoff

Komponente	Annahmen	Kosten [Mrd. €]
Wasser-Elektrolyseure	84 GW @ 500 €/kW	42
Pipelinesystem	-	19 – 25
Kavernenspeicher	Saisonaler Ausgleich 60-Tage-Reserve	5 15
Tankstellen (9.800)	Neubau: 2 Mio. €/Tankstelle Umbau: 1 Mio. €/Tankstelle	20
Spitzenstromaggregate (GT, GuD)	Insgesamt 42 GW (GT & GuD)	24
Summe Kosten Infrastruktur	-	110 – 126
Brennstoffzellenfahrzeuge	28 Mio. Fahrzeuge à 5000 €/Fahrzeug	140
Gesamtkosten	-	250 – 266

Neben dem Einsatz von Wasserstoff als Energieträger für Brennstoffzellenfahrzeuge sind auch andere Einsatzgebiete denkbar. So könnte der Wasserstoff z.B. direkt ins Gasnetz eingespeist oder methanisiert werden. Beides ist technisch möglich. Wie bereits geschildert wurde, wäre die CO₂-Einsparung wesentlich kleiner, so dass es ökologisch nicht attraktiv ist. Ein monetärer Vergleich zeigt, dass es auch ökonomisch sinnvoll ist, Kraftstoff anstelle

⁵ LHV: Lower heating value; unterer Heizwert

von Erdgas durch Wasserstoff zu ersetzen. Würde der Wasserstoff im Verkehrssektor eingesetzt, würde der Verbrauch um die Hälfte gesenkt und es ergäbe sich überschlägig vor Steuern eine Differenz von 63 ct/l_{Benzinäq.} Das bedeutet, dass auch Steuern erhoben werden könnten. Im Erdgasnetz oder bei der Methanisierung müsste der Wasserstoff hingegen als zusätzlicher Kostentreiber verbucht werden. Pro Liter Benzinäquivalent fiel ein Aufschlag von 41 bzw. 50 ct an. Der Preis von Erdgas ist zu niedrig, als das sich unter den gegebenen Bedingungen eine positive Differenz einstellen könnte. Der Grund dafür liegt im niedrigen Verkaufswert eines Energieträgers, der hauptsächlich zum Heizen verwendet wird. Oder anders formuliert: mit ‚teurem‘ regenerativen Strom erzeugter elektrolytischer Wasserstoff sollte nicht zum Ersatz von ‚billigem‘ fossilen Brennstoff verwendet werden. Andere Möglichkeiten im Bereich der Haushalte, wie z.B. verbesserte Isolierungen und Wärmepumpen etc., erscheinen ökologisch und ökonomisch wesentlich attraktiver.

Tabelle 6: Vergleich der Vergütungen für Wasserstoff in verschiedenen Einsatzgebieten

Annahmen	Berechnung	DifferenzVerg.-Kosten
Direkte Energiekosten für Wasserstoffherstellung mit Windstrom		
Stromkosten: 6 ct/kWh _{el} ; Elektrolyse-Wirkungsgrad: 70%; 1 l Benzin = 9 kWh [21]	$6 \text{ ct/kWh}_{el} / 0,7 = 8,6 \text{ ct/kWh}_{H2}$ $\approx 77 \text{ ct/l}_{Benzin\ddot{a}q}$	-
Vergütung als Kraftstoff im Straßenverkehr		
Herstellungskosten: 70 ct/l _{Benzin} ; Wirkungsgrad-Verbesserung um Faktor 2 (BZ/Verbr.-Motor)	$70 \text{ ct/l}_{Benzin} * 2 = 1,4 \text{ €l}_{Benzin\ddot{a}q}$ <i>Steuerzuschlag von $\approx 100\%$ möglich</i>	63 ct/l_{Benzin}
Vergütung bei direkter Einspeisung ins Erdgasnetz		
Einkaufspreis 4 ct/kWh	$4 \text{ ct/kWh} * 9 \text{ kWh/l}_{Benzin} = 36$ ct/l_{Benzinäq} <i>Zusätzlich müssten bei heute vergleichbarem Steuerniveau Steuern von 18 ct/l_{Benzin} erhoben werden, die hier nicht berücksichtigt sind</i>	-41 ct/l_{Benzin}
Vergütung bei Erdgasersatz durch Methanisierung		
Vergütung: 4 ct/kWh; Wirkungsgrad: 75%	$36 \text{ ct/l}_{Benzin} * 0,75 = 27 \text{ t/l}_{Benzin\ddot{a}q}$	-50 ct/l_{Benzin}

Wenn die Überschussstrommenge komplett in das Erdgasnetz als Wasserstoff eingespeist würde, würde das nach diesen Annahmen eine neue Subventionsfalle in Höhe von 8,2 Mrd. € pro Jahr kreieren, im Falle der Methanisierung sogar von 10 Mrd. € pro Jahr⁶, was weit mehr als der Hälfte es heutigen EEG Betrages entspricht. Im Falle der Nutzung im Verkehr errechnet sich eine Marge von 12,6 Mrd. € jährlich, aus der die Abschreibungen und Betriebskosten von Elektrolyseuren, Pipelines und Tankstellen beglichen werden könnten. Bei der Nutzung im Verkehr wäre die heutige Steuerquote haltbar, bei gleichen anlegbaren Kosten für den Endverbraucher.

⁶ 275 TWh Primärenergie, umgewandelt mit 70% Wirkungsgrad zu Wasserstoff und bei 9 kWh / 1 Benzinäquivalent mit 41 ct/ l Benzinäq. bzw. 50 ct/l Benzinäq. Subvention/Verlust bewertet.

12. Diskussion der Ergebnisse

Das CO₂-Reduktionsziel der Bundesregierung für 2030, von -55% gegenüber 1990 wird mit dem beschriebenen Szenario voll erreicht.

Wesentliche Elemente sind der massive Ausbau der Windenergie und die Speicherung von Überschussenergie in Form von Wasserstoff, dessen Überführung in den Straßenverkehr und seine Verwendung in hocheffizienten Brennstoffzellenantrieben. Diese Verwendung des Wasserstoffs ist einerseits die mit dem höchsten CO₂-Vermeidungspotential – gegenüber allen Varianten der netzgebundenen Rückverstromung, und andererseits erlaubt sie den höchsten Erlös unter den Massenanwendungen.

Zusätzlich zu 22 GW an existenten Gaskraftwerken werden 42 GW an neuer Kapazität benötigt. Ab einer Auslastung von 700 Volllaststunden werden GuD-Anlagen eingesetzt, welche 68 TWh erzeugen. Einfache Gasturbinenanlagen produzieren hingegen nur 5,5 TWh. Zudem werden bei der gewählten Kappungsgrenze 84 GW an Elektrolyseurkapazität benötigt, 9 Mrd. Nm³ an Gasspeicherkapazität, 9.800 Tankstellen und 43-59.000 km Pipeline, wenn alle Tankstellen per Pipeline angeschlossen werden, wobei der höhere Wert einen Umwegfaktor von 1,5 für lokale Verteilnetze beinhaltet.

13. Zusammenfassung

Der Vergleich der Jahregänge von Netzlast und Stromangebot bei deutlichem Ausbau der Windkraft *On-shore* und *Off-shore* zeigt:

- Der Strombedarf kann unter Verzicht auf Kernkraft, Kohle und Mineralöl und ohne Erhöhung der Erdgaseinfuhren ganzjährig gedeckt werden.
- Die Verbindung des Stromerzeugungssektors und des Verkehrssektors über gespeicherten Wasserstoff bringt wirtschaftlich deutliche Vorteile.
- Nur über Gasspeicherung, vorzugsweise über Wasserstoff, lassen sich die großen saisonalen Schwankungen der erneuerbaren Energie in Deutschland ausgleichen.
- Wasserstoff bietet die sinnvollste großtechnische Speichermöglichkeit, weil
 - andere Möglichkeiten, wie z.B. Pumpspeicher, Druckluftspeicher oder Batterien, nicht über genügend potenzielle Kapazitäten verfügen.
 - die Methanisierung ökonomisch nicht darstellbar ist.
- Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung beträgt dann etwa 90%; wobei 34% der Erzeugung als Überschuss in die Elektrolyse gehen.
- Zeitliche Überproduktion von Strom muß sinnvoll verwendet werden, da die Menge zu groß ist, um sie nicht zu nutzen. Das Wort Überschußstrom ergibt sich nur aus der heutigen Limitierung, daß wir Strom nicht geeignet speichern können. Das Szenario zeigt, daß 257 TWh von 745 TWh Überschußstrom sind, also 34%. Dies macht eine wirtschaftliche Verwendung obligatorisch.
- Überschüsse aus der Stromproduktion reichen u.a. zur Versorgung von 28 Mio. Brennstoffzellen-Pkw mit Wasserstoff. Auf Basis typischer Verbrauchsdaten des Jahres 2010 werden durch Wasserstoff im Verkehr 81 Mio. t_{CO2} entsprechend 6,5% der Gesamtemission von 1990 einspart.

- Im Stromsektor werden bezogen auf 1990 20%-Punkte und im Hauswärmebereich 2,2%-Punkte eingespart. Zusammen mit den 2009 bereits erreichten 26,5%-Punkten ergibt sich eine Reduktion von 55 %. Die Vorgaben bis 2030 sind damit erfüllt.
- Die Investitionen sind überschaubar. So fallen im Erwartungswert für die gesamte Wasserstoffinfrastruktur, d.h. inkl. Pipeline, Elektrolyseuren, Speichern und Tankstellen, Kosten von etwa 100 Mrd. € an. Vergleichsweise wurden für das Erdgasnetz zwischen 1995 und 2010 etwa 37 Mrd. € für Wartung, Instandhaltung und neue Rohre aufgewendet. Die Windturbinen wurden nicht als Investitionen berücksichtigt, da hier von der zukünftigen Einspeisevergütung von 6 ct/kWh ausgegangen wird.
- Die Studie berücksichtigt keine zeitliche und örtliche Auflösung. Dies ist in folgenden Arbeiten vorgesehen. Es werden nur Investitionskosten betrachtet. Folgearbeiten sollen auch Stromerzeugungskosten ermitteln.
- Weitere Maßnahmen, die die CO₂ Emissionen über die hier angestrebten 55% reduzieren können, umfassen:
 - Biotreibstoffe in Anwendungsgebieten, die sich für Brennstoffzellen und Batterien nicht eignen, wie Schwerlast- und Flugverkehr.
 - Energiesparmaßnahmen generell.
 - Kombination verschiedener Maßnahmen, wie Smart Grids, Wärmepumpen, etc.
 - Berücksichtigung anderer Erneuerbarer Energien, als der hier schwerpunktmäßig behandelten.

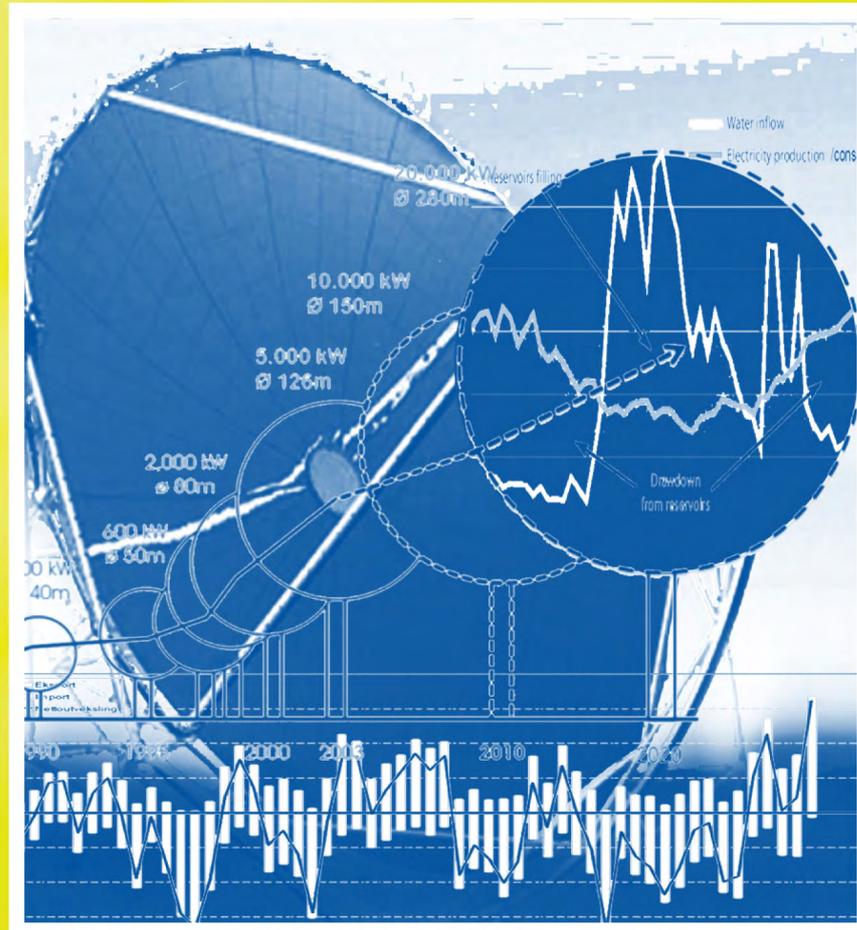
Referenzen

- [1] Deutsche Bundesregierung (2011) Eckpunktepapier. Beschluss vom 6.6.2011
<http://www.bmu.de/energiewende/downloads/doc/47467.php>
- [2] Programm der dänischen Regierung, Oktober 2011;
http://www.stm.dk/publikationer/Et_Danmark_der_staar_sammen_11/Regeringsgrundlag_okt_2011.pdf
- [3] Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen – 1990 - 2009 (Endstand: 17.01.2011), Umweltbundesamt 2011
- [4] IPCC, 4th Assessment Report, Technical Summary, 2007, S. 32-33
- [5] Bofinger, S.; Callies, D.; Scheibe M.; Saint-Drenan, Y.-M.; Rohrig, K. (2011) Studie zum Potenzial der Windenergienutzung an Land – Kurzfassung. Studie in der Bearbeitung von Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Kassel, herausgegeben vom Bundesverband Windenergie e.V., Berlin, 2011
- [6] JEC – Joint Research Centre-EUCAR-CONCAWE collaboration: Well-to-Wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Powertrains in the European Context - Tank-to-Wheels Report. European Commission, Joint Research Centre, 2011.
- [7] Helmolt, R. von (2009): Brennstoffzellen-oder Batteriefahrzeug? Ähnliche Antriebe, unterschiedliche Infrastruktur, In proceedings: f-cell 2009, Stuttgart, 2009

- [8] Jossen, A.; Weydanz, W. (2006): Moderne Akkumulatoren richtig einsetzen. Printyourbook Inge Reichardt Verlag: Untermeitingen, 2006. ISBN 3-939359-11-4
- [9] Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES): Windmonitor (http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/windwebdad/www_reisi_page_new.show_page?page_nr=48&lang=de)
- [10] BWE (2011) Studie zum Potenzial der Windenergienutzung an Land – Kurzfassung. Bundesverband WindEnergie e.V. (Hrg.), Berlin, Mai 2011
- [11] BMU (2011) Erneuerbare Energien in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hg.), Berlin, Juni 2011
- [12] Angaben für Mercedes-Benz B-Klasse F-CELL, www.daimler.com, zuletzt besucht am 03.02.2012
- [13] BMVBS (2009) GermanHy - Woher kommt der Wasserstoff in Deutschland bis 2050? Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung.
- [14] Pkw-Anzahl in Deutschland. www.destatis.de, zuletzt besucht am 03.02.2012
- [15] Shell Pkw-Szenarien bis 2030. www.shell.de, zuletzt besucht am 03.02.2012
- [16] DESTATIS
- [17] Papageorgopoulos, D.: Fuel Cells – Session Introduction; 2012 Annual Merit Review and Peer Evaluation Meeting; May 15, 2012.
- [18] Dieter Zetsche im Interview mit der F.A.Z.; 10. September 2011.
- [19] Angaben von Daimler; <http://media.daimler.com/dcmmedia/>
- [20] BDEW - Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: Energiedaten - Gasnetze in Deutschland
- [21] JEC - Joint Research Center EUCAR CONCAVE (2011) Well-to-Wheels analysis of future automotive fuels and powertrains, WtT-Appendix 1, Version 3c.
- [22] BDEW - Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: Energiedaten - Gasnetze in Deutschland
- [23] JEC - Joint Research Center EUCAR CONCAVE (2011) Well-to-Wheels analysis of future automotive fuels and powertrains, WtT-Appendix 1, Version 3c.

Dennis Krieg, Thomas Grube, Dr.-Ing. Michael Weber, Prof. Dr.-Ing. Detlef Stolten

Forschungszentrum Jülich GmbH
 Institut für Energie- und Klimaforschung - IEK-3
 Elektrochemische Verfahrenstechnik
 52425 Jülich
 Deutschland
 und
 Lehrstuhl für Brennstoffzellen
 RWTH Aachen University
www.fz-juelich.de/iek/iek-3



Energiewende

Aspekte, Optionen, Herausforderungen

Vorträge auf der DPG-Frühjahrstagung in Berlin 2012

Herausgegeben von Hardo Bruhns

Energiewende

Aspekte, Optionen, Herausforderungen

Vorträge auf der DPG-Frühjahrstagung

Arbeitskreis Energie in der Deutschen Physikalischen Gesellschaft

Berlin, 26. bis 28. März 2012

Programmgestaltung und Herausgeber: Hardo Bruhns

September 2012

Frühjahrstagung des Arbeitskreises Energie
in der Deutschen Physikalischen Gesellschaft
Berlin, 26. bis 28. März 2012

Inhaltsverzeichnis

Einleitung	7
Übersicht über die Fachsitzungen	8
Abstracts aller Vorträge	9
Hauptvorträge:	
<i>Wieviel Kohlenstoff braucht der Mensch?</i> , vorgetragen von H. Pütter	24
<i>Virtuelle Großanlagen – ein Ansatz zur systemkompatiblen Integration erneuerbarer Energiequellen in die Energieversorgung</i> , vorgetragen von R. Bitsch	36
<i>Hydro Electricity and Storage Capabilities in Norway – can they be useful for Europe?</i> , presented by W. Rondeel	49
<i>Die Nutzung der Windenergie und erwartete technologische Entwicklungen der nächsten Jahre</i> , vorgetragen von A. Reuter	60
<i>Enhanced Geothermal Systems (EGS) - Potential and Stimulation Treatments</i> , presented by G. Zimmermann	67
<i>Schiefergas: eine unkonventionelle Ressource für den Energiemix der Zukunft?</i> , vorgetragen von A. Hübner	75
<i>Perspektiven für Solarthermische Kraftwerke im Sonnengürtel</i> , vorgetragen von B. Hoffschmidt	81
<i>Windstrom und Wasserstoff – Eine Alternative</i> , vorgetragen von D. Stolten	94

<i>Die Kosten und Risiken der Energiewende</i> , vorgetragen von M. Frondel.....	112
<i>Challenge Energy Transition: Managing Volatility and Integrating Renewables into the Energy System</i> , presented by H. Gassner	124
<i>Energieszenarien für Deutschland: Stand der Literatur und methodische Auswertung</i> , vorgetragen von J. Hake	132
<i>Wie Fukushima die Energiepolitik und Energieforschung in Deutschland und international verändert</i> , vorgetragen von J. Knebel.....	167
<i>Entscheidungszwänge in der Weltenergieversorgung und Klimapolitik bei hoher Unsicherheit</i> , vorgetragen von C. Ch. von Weizsäcker	179
<i>Future Mobility in Europe</i> , presented by F. X. Söldner	183

Direkter Link zum AKE - Archiv:

<http://www.uni-saarland.de/fak7/fze/index.htm>

Direkter Link zum AKE - Archiv, Tagung 2012 -Berlin:

http://www.uni-saarland.de/fak7/fze/AKE_Archiv/DPG2012-AKE_Berlin/Links_DPG2012.htm

Der vorliegende Band fasst schriftliche Ausarbeitungen von Hauptvorträgen der DPG-AKE Tagung des Jahres 2012 in Berlin zusammen. Die Präsentationsfolien der Hauptvorträge können auf der Webseite des Arbeitskreises über:

<http://www.dpg-physik.de/dpg/organisation/fachlich/ake.html>

(von dort gelangt man zum Archiv des AKE) eingesehen werden. Allen Autoren, die zu diesem Sammelband beigetragen haben, sei an dieser Stelle sehr herzlich gedankt.

Düsseldorf, im September 2012

Hardo Bruhns