



for a living planet

Auswirkungen von Elektroautos auf den Kraftwerkspark und die CO₂-Emissionen in Deutschland

- Kurzstudie -



Herausgeber: WWF Deutschland, Frankfurt am Main

Stand: März 2009

Autoren: Dipl.-Wirtsch.-Ing. (FH) Juri Horst, Dipl.-Physiker Günther Frey,
Prof. Dr. Uwe Leprich; IZES gGmbH – Institut für ZukunftsEnergieSysteme,
Altenkesslerstr. 17, 66115 Saarbrücken

Kontakt: Viviane Raddatz, WWF Deutschland, viviane.raddatz@wwf.de

Layout: astrid ernst, Text- und Webdesign, Bremen

© 2009 WWF Deutschland, Frankfurt am Main

Nachdruck, auch auszugsweise, nur mit Genehmigung des Herausgebers.

Inhalt

Abbildungsverzeichnis	4
Tabellenverzeichnis	5
1 Einleitung	6
2 Erwartungen an die Elektromobilität und ihre Bewertung	7
3 Rahmenbedingungen	9
3.1 Technik und Markt	9
3.2 Politik: Nationaler Entwicklungsplan Elektromobilität	11
3.3 Elektrizitätswirtschaft	12
3.4 Automobilindustrie	13
4 Statistische Grundlagen und aktuelle Szenarien zum Individualverkehr sowie zur jetzigen und künftigen Strombereitstellung	15
4.1 Verkehrssektor	15
4.1.1 Entwicklung des Bestands zugelassener Fahrzeuge nach Kraftstoff	15
4.1.2 Endenergieverbrauch im Verkehr	16
4.2 Auswertung und Gegenüberstellung aktueller Szenarien zum zukünftigen Energiebedarf einschließlich Effizienz-potenziale für den Verkehr	17
4.2.1 BMU-Leitstudie 2008	17
4.2.2 McKinsey & Company, Inc.	18
4.2.3 EWI/Prognos – Ölpreisszenario 2030	19
4.2.4 Energiewirtschaftliches Gesamtkonzept 2030 des VDEW	21
4.2.5 WWF/Öko-Institut: Klimaschutz und Stromwirtschaft 2020/2030	21
4.2.6 Gegenüberstellung der Kraftwerkspark-Szenarien	24
4.3 Auflistung und Bewertung von Stromerzeugungsanlagen und -speichern	25
4.3.1 Stromerzeugungsanlagen im deutschen Kraftwerkspark	25
4.3.2 Speichertechniken	26
4.3.3 Lastmanagement	28
5 Spezifikation der klimapolitischen und stromwirtschaftlichen Aspekte einer ehrgeizigen Markteinführung von Elektroautos	29
5.1 Vorbemerkungen	29
5.2 Klimapolitisch und elektrizitätswirtschaftlich relevantes Marktpotenzial	29
5.3 CO ₂ -Minderungseffekte im realen Stromsystem	32
5.4 CO ₂ -Minderungseffekte unter Berücksichtigung des regulativen Umfelds für das Strom- und Verkehrssystem	34
5.5 Ergebnisse für die CO ₂ -Entlastung und den Strombedarf	38
5.6 Ergebnisse für den Leistungsbedarf	39
5.6.1 Vorbemerkungen	39
5.6.2 Lastbedarf im deutschen Stromversorgungssystem	40
5.6.3 Szenario 1: Einmaliges Laden ohne Lastmanagement	44
5.6.4 Szenario 2: Einmaliges Schnellladen pro Arbeitstag ohne Lastmanagement	46
5.6.5 Szenario 3: Einmaliges Laden pro Tag mit Lastmanagement	47
5.7 Zusammenfassung der wichtigsten klimapolitischen und stromwirtschaftlichen Erkenntnisse der Betrachtung einer ehrgeizigen Markteinführung von Elektroautos	50
6 Fazit zu den Perspektiven der Elektromobilität	53
7 Literaturverzeichnis	55

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 3-1:	Vergleich von Leistungs- und Energiedichte von einigen Energiespeichern	10
Abbildung 4-1:	Energieeffizienz im Verkehr im Leitszenario 2006 nach Kraftstoffarten	17
Abbildung 4-2:	Bruttostromerzeugung nach Umsetzung der Vermeidungshebel – Deutschland 2004 – 2030	19
Abbildung 4-3:	Entwicklung des Kraftstoffverbrauchs bis 2030 nach der Ölvariante	20
Abbildung 4-4:	Gegenüberstellung der Kraftwerksparkentwicklung in verschiedenen Szenarien für die Jahre 2010, 2020 und 2030	24
Abbildung 4-5:	Anteil der Energieträger an der Bruttostromerzeugung – „Deutscher Strommix“	25
Abbildung 4-6:	Möglichkeiten der Speicherung von elektrischer Energie	26
Abbildung 5-1:	CO ₂ -Emissionen des Straßenverkehrs in Deutschland, absolut und Struktur nach Verkehrsträgern	31
Abbildung 5-2:	Spezifische Emissionen verschiedener Fahrzeugantriebe und Prozessketten der Energiebereitstellung sowie zum Vergleich die Emissionen (grüner Korridor) bei einer heutigen nicht ausschlag- gebenden „Kleinflott“ und heutigem Kraftwerksmix	32
Abbildung 5-3:	Preisverlauf der Future-Kontrakte für Strom, Steinkohle und CO ₂ -Zertifikate sowie die kurzfristigen Grenzkosten eines hypothetischen Grenzkraftwerks nach Matthes/Ziesing (2008)	33
Abbildung 5-4:	Tägliche Höchst- und Tiefstlast im deutschen Verbundsystem im Jahr 2006	41
Abbildung 5-5:	Durchschnittlicher Tageslastgang, Höchst- und Tiefstlast im deutschen Verbundsystem, Mittwoch und Sonntag	41
Abbildung 5-6:	Höchst- und Tiefstwerte der kalendertäglichen Windenergieeinspeisung für das Jahr 2006 und 2007	43
Abbildung 5-7:	Entwicklung des Tageslastgangs (Mittel-, Höchst- und Tiefstwerte) am Mittwoch bei einer ungesteuerten Aufladung über 5 Stunden von 1 Mio. netz-elektrischer Fahrzeuge werktäglich um 18 Uhr	44
Abbildung 5-8:	Entwicklung des Tageslastgangs (Mittel-, Höchst- und Tiefstwerte) am Mittwoch bei einer ungesteuerten Aufladung über 5 Stunden von 10 Mio. und 20 Mio. netz-elektrischer Fahrzeuge kalendertäglich um 18 Uhr (Extremszenario)	45
Abbildung 5-9:	Entwicklung des Tageslastgangs (Mittel-, Höchst- und Tiefstwerte) am Mittwoch bei einer ungesteuerten Aufladung über 2 Stunden von 1 Mio. netz-elektrischer Fahrzeuge werktäglich um 18 Uhr	46
Abbildung 5-10:	Entwicklung des Tageslastgangs (Mittel-, Höchst- und Tiefstwerte) am Mittwoch bei einer gesteuerten Aufladung über 5 Stunden von 1 Mio. netz-elektrischer Fahrzeuge werktäglich um 23 Uhr	48
Abbildung 5-11:	Entwicklung des Tageslastgangs (Mittel-, Höchst- und Tiefstwerte) am Mittwoch bei einer gesteuerten Aufladung über 5 Stunden von 10 Mio. und 20 Mio. netz-elektrischer Fahrzeuge kalendertäglich um 23 Uhr	49

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1: Zusammenfassung der ausgewerteten Veröffentlichungen hinsichtlich Pro und Contra der Elektromobilität	8
Tabelle 4-1: Bestand an Personenkraftwagen 1950 bis 2008 (jeweils zum 01. Januar des Jahres) nach Kraftstoffarten	15
Tabelle 4-2: Kraftstoffverbrauch und Emissionen von mit Otto- und Dieselmotoren betriebenen Pkw als Zeitreihe seit 1990	16
Tabelle 4-3: Modell-Annahmen für die Auslastung von neuen Kraftwerken aus Investorsicht	23
Tabelle 4-4: Aufteilung der Stromproduktion nach Brennstoffen in den Szenarien 2005-2030	23
Tabelle 4-5: Entwicklung des Spotmarktpreises für Strom in den Szenarien (in Euro je Megawattstunde)	23
Tabelle 4-6: Wirkungsgrade, Brennstoffausnutzungsgrade und CO ₂ -Emissionen von deutschen Kraftwerken	25
Tabelle 5-1: Technische Grundannahmen für die Berechnung von Last und Emissionen in den hier betrachteten Szenarien	38
Tabelle 5-2: Zusammenfassung der Ergebnisse der Überschlagsrechnungen aus den Szenarien zu Extremsituationen der Beladung von Elektrofahrzeugen	52

1 Einleitung

Die wachsende Diskussion insbesondere innerhalb der Elektrizitätswirtschaft, aber auch in der Wissenschaft über Elektrizität als universelle, künftig überall einsetzbare Energieform, knüpft scheinbar nahtlos an Überlegungen aus den 1960er Jahren an, die von der Vision eines „allelektrischen Haushalts“ ausgingen. Heute stehen insbesondere der Raumwärmebereich mit der angestrebten umfassenden Verbreitung der elektrischen Wärmepumpe sowie der Verkehrsbereich mit Elektro- und Hybridautos mit am Stromnetz wiederaufladbaren Akkumulatoren im Zentrum dieser strategischen Überlegungen. Strom sei „an sich Fortschritt“, „mehr Freiheit – mehr Strom“, „Alles mit Strom!“ sind die Slogans, denen man immer häufiger auf Seminaren und Kongressen begegnet und die sich langsam auch im politischen Raum festsetzen.

Die Elektrizitätswirtschaft wirbt dabei insbesondere für die bessere Auslastung ihrer fossilen Kraftwerke und dem vermeintlich daraus resultierenden ressourceneffizienten Umgang mit Primärenergieträgern durch Minimierung der An- und Abfahrten der Kraftwerke.

Die Automobilwirtschaft sieht neue Absatzwege in Europa und den USA, wo die Nachfrage nach Neuwagen stark zurückgegangen ist. Auch verschärfte Anforderungen an den CO₂-Durchschnittsausstoß von maximal 120 g/km der Automobilflotte seitens der Europäischen Union fordern die Hersteller zum Handeln auf. Dabei sind mit fahrzeugtechnischen Maßnahmen 130g/km zu erbringen, die restlichen 10 g werden über zusätzliche regulierende Maßnahmen zur Biokraftstoffbeimischung, Leichtlaufreifen etc. erbracht. Die 130 g/km gelten ab 2015 für die gesamte Neuwagenflotte.

Umwelt- und Erneuerbare-Energien-Verbände sowie ein Teil der Wissenschaft fokussieren auf den umfassenden Einsatz Erneuerbarer Energien, die zukünftig unseren kompletten Energiebedarf mittels Strom abdecken sollen.

Derzeit sieht die Bundesregierung Primärenergieeinsparpotenziale und damit verbunden eine Reduktion der CO₂-Emissionen durch die Markteinführung von Hybrid- und Elektroautomobilen. Diese Haltung wurde in den Beschlüssen zu Meseberg und in der „Sachstand und Eckpunkte zum Nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität“ durch den Bedarf an Forschungsförderung in diesem Bereich zum Ausdruck gebracht.

Im Auftrag des WWF Deutschland werden in dieser Kurzstudie die bisherigen Argumente für Elektromobilität zusammengetragen und kritisch diskutiert. Auf der Grundlage der aktuellen Daten zum Energiebedarf des motorisierten Individualverkehrs sowie mehrerer Szenarien wird ein Ansatz dafür entwickelt, welche Größenordnung des Stromverbrauchs mittelfristig relevant wird und welche Auswirkungen auf das Strombereitstellungssystem sowie die CO₂-Emissionen auch im Lichte gesetzlicher Rahmenbedingungen hierbei zu erwarten sind.

2 Erwartungen an die Elektromobilität und ihre Bewertung

Voranehend wurden bereits viele Argumente für die Elektromobilität genannt. Eine Auswahl wesentlicher Argumente wird nachfolgend nochmals detaillierter betrachtet und bewertet.

Reduzierung der Abhängigkeit von Erdöl

Bei einem tendenziell stärkeren Umstieg auf (PH)EVs sinkt die nationale Nachfrage nach Erdöl ab. Gleichzeitig steigt der Strombedarf, was entsprechende Mengen anderer Primärenergieträger erfordert. Zur Begrenzung der Abhängigkeit werden oftmals Stein- und Braunkohle angeführt (siehe auch Kapitel 5.3), die aber möglicherweise höhere Emissionen hervorrufen.

Bestehende Infrastruktur für Elektrizität

Es ist unbestreitbar, dass die Stromversorgung über eine der besten Infrastrukturen verfügt. Doch ist ein Aufladen der Batterie nicht überall möglich. Viele Fahrzeughalter besitzen an ihren Parkplätzen keinen Stromanschluss. Dies gilt insbesondere für Mieter oder Besitzer von Eigentumswohnungen. Oftmals wird am Straßenrand oder nahegelegenen Stellflächen geparkt. Ohne eine entsprechende Erweiterung der Infrastruktur und der Entwicklung eines ausgeklügelten Abrechnungssystems wird es keine „öffentlichen Steckdosen an Laternenpfählen“ oder Parkplätzen geben. Damit wäre die Anzahl potenzieller Fahrzeughalter für PHEV und Elektrofahrzeuge vorerst begrenzt. Anreizprogramme zur Markteinführung müssen deshalb auch die Frage der Infrastruktur adressieren.

(PH)EV-Akkumulatoren als Puffer für fluktuierende Stromeinspeiser

Hierbei werden insbesondere die Photovoltaik und die Windenergie genannt. Nach den bisherigen Argumenten soll die Aufladung – auch schon wegen der Last im Netz – nachts erfolgen, wodurch das Potenzial für Strom aus Sonneneinstrahlung für den Verkehrssektor zunächst sehr gering ausfällt. Mit zukünftigen intelligenten Steuerungen könnten aber auch tagsüber Einspeisespitzen durch an das Netz angeschlossene (PH)EV gespeichert werden. Eine generelle Aufladung tagsüber würde einen höheren Zubaubedarf an Kraftwerken hervorrufen und wegen der wohl eher zeitlich versetzten Aufladung der Fahrzeuge diese Kraftwerke in die Teillast zwingen.

(PH)EV-Akkumulatoren für Lastmanagement

Werden (PH)EVs tendenziell nachts an das Stromnetz angeschlossen, so stehen sie zu Lastspitzenzeiten tagsüber meist nicht zur Verfügung, es sei denn, es gäbe vor Ort (Arbeitsplatz, Einkaufszentrum, usw.) ebenfalls Netzanschlussmöglichkeiten.

Wird eine solche Infrastruktur unterstellt sowie eine Steuerung, die entsprechend dem täglichen Bedarf das Lademanagement regelt, so bleibt abzuwarten, wie viel Leistung überhaupt zur Verfügung stehen wird. Bei den geringen Leistungen wird sich das Lastmanagement nur lokal beziehen. Auch bleibt fraglich, wie viele (PH)EV-Besitzer ihren Stromspeicher für das Management freigeben wollen.

Unterstellt man auch hier eine rege Beteiligung, so wird ein Lastmanagement aber auch berücksichtigen müssen, dass die Batterien, die zum Lastausgleich angezapft wurden, zumindest zu einem Teil wieder aufgeladen werden müssen. Sollte dies über die „normale Haushaltssteckdose“ erfolgen, ist eine entsprechende Ladezeit zu berücksichtigen. Eine Schnellaufladung ist prinzipiell auch möglich, benötigt aber hohe Leistungen und einen Drehstromnetzanschluss, was demnach die Stromleitungen belastet und wiederum Spitzenkraftwerke erfordert.

Über ein intelligentes Lastmanagement werden bereits heute schon Puffer aktiviert. Diese werden in Kapitel 4.3.3 ausführlicher beschrieben. (PH)EVs ergänzen diese Speicherleistung, wobei bei den Batterieaufladeprozessen derzeit noch höhere Verluste hinzunehmen sind, als bei den Möglichkeiten des Lastmanagements zu erwarten wäre.

Bessere Primärenergieausnutzung bei strombetriebenen Fahrzeugen

Elektromotoren sind etwa um den Faktor 3 effizienter als Verbrennungsmotoren. In einer Well-to-Wheel Betrachtung benötigen sie als Kombination dieser Effizienz und der Effizienz des heutigen deutschen Kraftwerkmixes einen geringeren Primärenergieeinsatz als ein leistungsgleicher moderner Verbrennungsmotor. Es gilt als erwiesen, dass gerade im innerörtlichen Pkw-Verkehr mit vielen Starts und Stopps der Primärenergieeinsatz bei elektrisch angetriebenen Fahrzeugen tendenziell geringer ist, als bei Verbrennungsmotoren mit vergleichbarer Leistung.

Emissionsminderung

Die Emissionsminderung hängt entschieden vom eingesetzten Primärenergieträger und der Umwandlungskette ab, aber auch von der Fahrstrecke und dem Fahrverhalten. Bei weiten Fahrstrecken mit durchgängigem Verkehr und höherer Geschwindigkeit schneiden je nach Strommix die Verbrennungsmotoren besser ab.

Je nach eingesetzter Primärenergie werden höhere Mengen an klimaschädlichen Gasen erzeugt. Tendenziell sind die Emissionen pro kWh bei Kohle höher als bei flüssigen Kraftstoffen und bei Erdgas geringer als bei Erdölprodukten.

Bisher nicht berücksichtigt sind die Interdependenzen mit anderen Technologien im Lichte der gesetzlichen Rahmenbedingungen. So könnte – ohne Anpassung der Rahmenbedingungen – die Bewertung von Elektrofahrzeugen als „klimaneutral“ im Zusammenhang mit dem Flottenzielwert von 130 gr CO₂/km mit erheblicher Zunahme an Elektrofahrzeugen zu einem Stopp der Effizienzverbesserungen konventionell angetriebener Fahrzeuge führen. In Anbetracht des Hauptmarktes im Segment des Zweit- und Drittwagens führt dies letztendlich zum Stillstand der Effizienz-Entwicklungen.

Auch an anderer Stelle könnten gesamt-emissionsspezifische Minderungsziele des Bundes oder der europäischen Gemeinschaft durch eine zu starke Fokussierung auf den Fahrzeugbereich mögliche günstigere Potenziale, wie sie z.B. im Wärmesektor vorhanden sein könnten, vernachlässigen.

Diesem Thema wird in Kapitel 5 noch verstärkt nachgegangen.

Die Batterietechnik steht vor Durchbrüchen

Die Neuentwicklungen aus der chemischen Industrie haben die Speicherdichte wie auch die Lebensdauer wieder aufladbarer Batterien weiter erhöht. Doch für den Einsatz in Kraftfahrzeugen bedarf es nach Aussage der Speicher- und Automobilhersteller noch gut fünf Jahre Entwicklungszeit, um sowohl kostenseitig wie auch technisch die Interessen des Marktes zu treffen.

Die Motivationen lassen sich weitestgehend in zwei Kategorien einteilen. Zunächst der Umweltgedanke, der insbesondere die Verbände und die Politik antreibt, aber auch die Stromwirtschaft und die Automobilindustrie durch die vorgegebenen Rahmenbedingungen. Die zweite Kategorie unterstützt bestehende Geschäftsmodelle. Sowohl für die Strom- als auch für die Automobilwirtschaft bieten sich hier neue Absatzmöglichkeiten, zumal das Interesse in der Bevölkerung an Hybridfahrzeugen hoch zu sein scheint. (Continental 2007)

Tabelle 2-1: Zusammenfassung der ausgewerteten Veröffentlichungen hinsichtlich Pro und Contra der Elektromobilität

Pro Elektromobilität	Contra Elektromobilität	Motivation
Strom kann aus einer Vielzahl von Energieträgern erzeugt werden		Reduzierung der Abhängigkeit von Erdöl; Wasser-, Solar- und Windenergie unterstützen auch den Verkehr
Es kann überall „getankt“ werden		Infrastruktur bereits vorhanden, Zusatzgeschäft für Stromerzeugung- und handel
	Bisher geringe Reichweite	Full-Hybriden mit zweiter Energiequelle werden für den Komfort erhalten benötigt. Kraftstoffe werden weiterhin gebraucht.
Die bessere Auslastung der Groß-Kraftwerke nachts erhöht deren Effizienz und senkt dadurch die Gesamt-Emissionen		Eine bessere Auslastung ist nicht nur ökologisch sondern auch ökonomisch sinnvoller. Zudem könnten politische Ziele u.U. eher erreicht werden.
Überschüssige Einspeisung aus fluktuierend einspeisenden Stromerzeugern kann gespeichert werden. Darüber hinaus wird weniger Ausgleichsenergie benötigt, was wiederum die Emissionen zu senken hilft.		Senkung der Netzregelkosten und Verminderung des Problems von Einspeisung und Bedarf (insbes. Windeinspeisung)
Günstige Kraftstoffkosten		Alternative zu konventionellen Verbrennungsmotoren, Belebung des Fahrzeugmarktes
	Hohe Investitionskosten	Insbesondere durch die Batterien sind die Fahrzeuge derzeit noch teuer.

3 Rahmenbedingungen

3.1 Technik und Markt

Technik

Die Frühzeit der Automobile begann mit Elektromotoren, die mit ihrem hohen Wirkungsgrad den Verbrennungsmotoren auch heute noch überlegen sind. Im Jahr 1900 trat Ferdinand Porsche auf der Weltausstellung in Paris mit einem Elektrowagen, dem Lohner-Porsche, in das Rampenlicht der Öffentlichkeit (Porsche 2008).

Erst nach 1900 konnten sich Verbrennungsmotoren durchsetzen, da diese den Elektrowagen, die auf die schweren Batterien mit langer Ladezeit angewiesen sind, wegen der größeren Reichweite überlegen waren. In Sonderbereichen jedoch, sei es für den Transport in Warenlagern oder z.B. auf Flughäfen zur Personenbeförderung, konnten sie sich aber bisher durchsetzen. Eine Renaissance verzeichneten Elektroautomobile zu Beginn der 1990er Jahre. Aufgrund ihrer lokalen Emissionsfreiheit und des geringen Lärms sowie der Option von Strom aus erneuerbaren Energien scheinen sie eine Alternative zu den Verbrennungsmotoren zu bieten. Ausschlaggebend sind dabei auch die weiterentwickelten Speichertechniken von Strom, die größere Reichweite und höhere Sicherheit, z.B. gegen Batteriebrand, erlauben. Hybridantriebe, die als serieller Antrieb den Verbrennungsmotor lediglich zum Aufladen der Batterien nutzen oder im Parallelbetrieb sich gegenseitig ergänzen, dienen dabei als Brücke zu den reinen Elektrofahrzeugen. Sie garantieren hohe Reichweiten und die Sicherheit, überall Antriebsenergie vorzufinden. Hybridfahrzeuge werden als Vorläufer und Marktbereiber für reine Elektromobile – sei es nun mit Batterie oder Brennstoffzelle - angesehen.

Bei der Hybridtechnik in Kraftfahrzeugen handelt es sich um einen bivalenten Antriebsstrang, der zu unterschiedlichen Anteilen entweder mit konventionellen Verbrennungsmotoren oder mit Elektromotoren angetrieben wird. Es wird derzeit in drei Arten von Hybridtechniken unterschieden, wobei die Differenzierung in der Literatur nicht eingehend gleich ist:

- **Micro-Hybrid:** Hierunter ist eine Stopp/Start-Automatik zu verstehen, die den Verbrennungsmotor bei Standzeiten wie zum Beispiel an der Ampel ausschaltet und beim Wiederanfahren den Motor ohne spürbare Verzögerung erneut startet. Das Bordsystem bleibt derweil voll funktionstüchtig. Die Energie wird über die Batterie bereitgestellt, welche bei einigen Modellen mittels eines kleinen Rekuperators über die Bremsenergie aufgeladen wird.

- **Mild-Hybrid:** Hierbei wird die Stopp/Start-Automatik ergänzt um eine elektrische Maschine, die auf der Kurbelwelle zwischen Motor und Getriebe sitzt. Der Elektromotor dient der Unterstützung des Verbrennungsmotors zu Zeiten hoher Lasten (z.B. Überholmanöver), er kann aber im Allgemeinen nicht allein das Kraftfahrzeug antreiben. Der Motor könnte jedoch wegen des Elektromotors kleiner und leichter konstruiert werden, was aber nicht zwingend überall umgesetzt wird. Beim Bremsen wirkt die elektrische Maschine als Generator und lädt die Batterien wieder auf (Rekuperation).
- **Full-Hybrid:** Hier ist der Elektromotor größer ausgelegt und kann als selbständiger Antrieb genutzt werden. Darüber hinaus bestehen weiterhin die Möglichkeiten des Mild-Hybrid. Der Full-Hybrid kann sich jedoch nicht allein aus der Bremsenergie aufladen und greift auf den Motor zum Aufladen zurück. Eine Weiterentwicklung dazu ist der Plug-In Hybrid, der zusätzlich aus dem Netz aufgeladen werden kann.

Im Gegensatz zum Hybrid wird ein Elektroauto nur von einem Elektromotor angetrieben, der von einer Batterie oder einer Brennstoffzelle gespeist wird. Bei einem rein batterieelektrischen Fahrzeug wird die Batterie über eine Stromquelle außerhalb des Fahrzeugs (Stromnetz oder externe Stromerzeugungsquelle) aufgeladen. Die Brennstoffzelle wird auf Kohlen-Wasserstoffbasis oder direkt mit Wasserstoff betrieben. Um mit batteriegetriebenen Fahrzeugen passable Reichweiten zu erreichen, muss die Batterie entsprechend groß ausgelegt sein und eine hohe Anzahl an Ladezyklen verkraften. Lithium-Ionen-Akkumulatoren gelten derzeit als der interessanteste Speicher, da sie zugleich eine hohe Energie- wie auch Leistungsdichte besitzen.

Das Essener Unternehmen Evonik Industries setzt in seinem Geschäftsfeld Spezialchemie, ehemals Degussa, auf die Entwicklung von Hochleistungsbatterien und –akkumulatoren auf Basis der Lithium-Ionen-Technik. Sie sollen als stationäre Energiespeicher und für den mobilen Einsatz entwickelt werden. Mit einer von Evonik neu entwickelten Membran auf Keramik-Basis wurde eine neue Generation an Separatoren geschaffen, die gegenüber den bisherigen Membranen aus Polymeren nicht brennbar sind oder schmelzen können. Die Möglichkeit von Explosionen der Akkumulatoren soll damit ausgeschaltet werden. (VDI 2007)

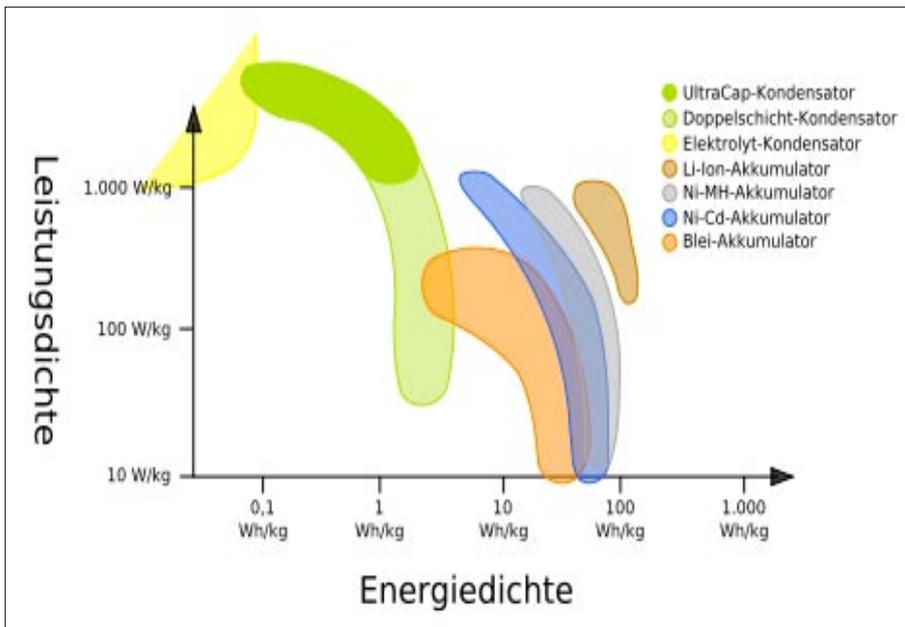


Abbildung 3-1: Vergleich von Leistungs- und Energiedichte von einigen Energiespeichern (MIT 2007)

Trotz der Entwicklung eines sicheren Separators bedarf es weiteren Forschungsbedarfs, um die Leistungen der Lithium-Technik weiter auszureizen. Ein Konsortium aus Evonik, Volkswagen und Chemetall GmbH haben eine Stiftungsprofessur ins Leben gerufen, um die Forschung an den Hochschulen wieder in Richtung Akkumulatoren zu lenken. Vorderstes Ziel der Forschungen soll es nun sein, die Unzulänglichkeiten der Lithium-Ionen-Technik mit Hinblick auf die Anwendungen im mobilen Sektor zu verringern. Dafür müsse aber laut Prof. Winter, der die Stiftungsprofessur erhalten hat, ein klassisches Dilemma beseitigt werden: „So gebe es bisher nur die Möglichkeit, Batterien entweder mit einer hohen Leistung oder mit einer hohen Energie auszustatten. Beide Anforderungen auf einmal zu erfüllen, sei schwierig und verlange nach neuen Konzepten.“ (Evonik 2007)

Die von Evonik Industries entwickelte Membran wird bereits bei Li-Tec Battery GmbH & Co KG in Lithium-Ionen-Akkumulatoren für Fahrzeuge und Schifffahrt verbaut. Die Adaption an das Batteriemangement und Packaging benötigt aber noch drei bis fünf Jahre Entwicklungszeit, um die Akkumulatoren auf die jeweiligen Fahrzeugmodelle anzupassen. (VDI 2008)

Das US-amerikanische Unternehmen Lithium-Technology Cooperation (LTC) hat jüngst eine neue Batterietechnologie vorgestellt, die in einen umgebauten Prius integriert wurde. Hierbei handelt es sich um eine sogenannte Lithium-Eisenphosphat-Zelle, welche graphierten Kohlenstoff als Kathode und Lithium-Eisenphosphat als Anode verwendet. Hergestellt werden die

Akkumulatoren von der Tochterfirma GAIA Akkumulatorenwerke GmbH aus dem thüringischen Nordhausen.

Die von LTC entwickelte Großformat-Technologie ermöglicht zuverlässigere Batteriesysteme mit einer bedeutend niedrigeren Anzahl von Zellen. Somit erleichtert es das Batteriemangementssystem (BMS), welches besser arbeiten kann, wenn weniger Zellen aufgrund von Überspannung, Unterspannung, Übertemperatur und Kurzschluss überwacht werden müssen, um Schäden an der Batterie zu verhindern. Im umgebauten Prius sind nur 63 Zellen in Serie geschaltet statt wie üblich mehrere Hundert. Nach Angaben von LTC soll bereits die erste Generation über eine Lebensspanne von bis zu 240.000 km verfügen. (Neue Energie 2007)

Markt

Die Entwicklung und das Angebot an alternativen Fahrzeugen sind zunächst auch vom Käuferinteresse abhängig. Gegen die Marktdurchdringung eines hauptsächlich (Plug-In-Full-Hybrid) oder reinen Elektroantriebs (Kleinserien werden bereits angeboten) scheinen derzeit noch lange Ladezeiten und die Verfügbarkeit von Strom am Parkplatz zu sprechen. Auch die Anschaffungskosten halten wohl derzeit noch viele Interessenten vom Kauf zurück. In Deutschland sind Anfang 2006 rund 6.000 Hybridfahrzeuge (ohne weitere Spezifizierung) und rund 2.000 Elektrofahrzeuge zugelassen (KBA 2006). Die weltweite Flotte an hauptsächlich Strom betriebenen Personenkraftwagen kann derzeit nicht beziffert werden. Da Plug-In-Hybrids jedoch noch nicht im Markt sind, erzeugen die bisher verkauften Hybridfahrzeuge ihren Strom an Bord.

Die Möglichkeit der Elektro- und Hybridautomobile (lediglich Plug-In-Hybrids), als Speicher im Stromnetz zu fungieren, um fluktuierende Stromerzeugung auszugleichen und Lastspitzen abzufangen sowie eine bessere Auslastung der Kraftwerke hat nun zu einer Reihe von Ideen geführt, eine Symbiose zwischen Stromnetz und Mobilität herbeizuführen.

Nachfolgend werden Erwartungen und Stimmungen sowie aktuelle Studien und Veröffentlichungen hierzu kurzgefasst wiedergegeben.

3.2 Politik: Nationaler Entwicklungsplan Elektromobilität

In ihrem Bericht „Sachstand und Eckpunkte zum Nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität“ erläutert die Bundesregierung, wie sie die langfristige Sicherung der Mobilität erreichen will. Hierbei wird ein großes Potenzial in hoch effizienten Fahrzeugen, die mit alternativen Energien betrieben werden können, gesehen, wozu auch elektrische Antriebe wie Hybrid-, Batterie- und Brennstoffzellenfahrzeuge gehören. Mit ihrer Hilfe soll die Abhängigkeit von Ölimporten verringert und die Reduzierung von CO₂- und lokalen Schadstoffemissionen unterstützt werden. *„Elektromobilität ist daher ein Thema von hoher strategischer Bedeutung für die Bundesregierung, das in Verbindung mit der Energieversorgung aus erneuerbaren Quellen im Integrierten Energie- und Klimaprogramm (IEKP) verankert wurde.“*

Aus wirtschaftlichen und ökologischen Aspekten will die Regierung ihre Anstrengungen im Bereich Elektromobilität bündeln und erhöhen, um die internationale Wettbewerbsfähigkeit Deutschlands zu stärken. Herausragend steht dabei die Entwicklung eines Konzepts zur Netzintegration der durch Elektromobilität zusätzlich generierten Stromnachfrage sowie zur Bindung dieser Nachfrage an erneuerbaren Energiequellen. (Bundesregierung 2008)

Insbesondere die Bindung an erneuerbare Energien wird von der Regierung unter dem Aspekt des Emissionshandels gesehen. Denn der zunehmende Strombedarf von Elektrofahrzeugen würde sich langfristig auf den Strombedarf und somit auf den Kraftwerkspark auswirken. Dieser ist hinsichtlich seiner Emissionen aber durch den Emissionshandel begrenzt, was letztendlich zu steigenden Zertifikatspreisen bei Emissionsberechtigungen führen und den Strompreis nach oben steigen lassen würde. Dies ist nicht erwünscht. Daher sollen Elektrofahrzeuge zukünftig den Strom aus von dem EEG unabhängigen Erzeugungsanlagen auf Basis

erneuerbarer Energien gespeist werden, wodurch sich der Mehrbedarf an Strom nicht negativ auf die am Emissionshandel beteiligten Stromerzeugungsanlagen auswirkt. (BMU 2008)

Der Entwicklungsplan soll eine Strategie für die kommenden 10 Jahre beinhalten und die Unterstützung der Regierung im Bereich Forschung und Marktintegration sowie Rahmenbedingungen zusichern. (Bundesregierung 2008)

Im Fraktionsbeschluss vom 05. September 2007 haben Bündnis90/Die Grünen ihre Forderung nach intensiverer Forschungsförderung zu effizienteren und ökologischeren Fahrzeugen zum Ausdruck gebracht.

Hierin wird eine grüne Mobilität gefordert, die durch eine Kombination unterschiedlicher Verkehrsmittel eine Alternative zum Autofahren bereitstellen soll und dabei auf die Bahn im Güterverkehr und als Anbindung der ländlichen Räume sowie auf öffentlichen Nahverkehr einschließlich attraktiver Fahrrad- und Fußgängerwege setzt. Das Auto soll dabei nicht verdrängt werden, doch soll es nach Ansicht der Fraktion *„in Zukunft klimaneutral fahren, oder gar nicht“*. Neben der Minderung bzw. Neutralisierung der Schadstoffbelastungen sollen diese Autos zudem den Verkehrslärm mindern helfen und durch ein integriertes Verkehrssystem keine schweren Unfälle mehr verursachen.

Zur Minderung der CO₂-Emissionen von Kraftfahrzeugen sind Effizienzsteigerung und Downsizing die ersten essenziellen Schritte, Hybridantriebe und Elektrofahrzeuge jedoch eine mögliche Zukunft. Dies aber auch nur dann, wenn die benötigte Antriebsenergie klimaneutral und umweltgerecht aus erneuerbaren Energien gewonnen wird. Wegen der Möglichkeit der effizienten Energieausnutzung (bei Stromerzeugung aus KWK-Anlagen und EE) gilt nach Ansicht von Bündnis90/Die Grünen die Hybridtechnik als *„die bedeutendste Antriebsinnovation der letzten Jahrzehnte“*. Mit der schnell voranschreitenden Weiterentwicklung der Akkumulatoren wird zudem auch die Möglichkeit der Stromspeicherung fluktuierender Erzeugung im Stromnetz gesehen, dies sowohl durch die (teils-) elektrisch angetriebenen Automobile, wie auch durch lokale Speicher.

Daher fordern Bündnis90/Die Grünen in ihrem Fraktionsbeschluss ein Forschungs- und Markteinführungsprogramm mit einem Volumen von 100 Mio. Euro

jährlich mit dem Ziel, 1 Millionen Hybrid-/Elektrofahrzeuge bis 2020 auf deutsche Straßen zu bringen. Dazu gehört auch die Weiterentwicklung von Akkumulatoren sowie einer Anpassung der Infrastruktur.

Derzeit wird eine konzertierte Forschungs- und Entwicklungsstrategie gemeinsam mit wesentlichen Marktakteuren und Wissenschaft entlang der gesamten Wertschöpfungskette (Grundlagen – Materialien, Komponenten, Zelle, Batterie, Gesamtsystem, Anwendung) für den Nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität initiiert, der sich auf zehn Jahre erstrecken soll. Die Strategie soll bis Sommer 2008 feststehen.

Zusätzlich muss die Akzeptanz, Ökobilanz sowie energie- und verkehrswirtschaftliche Fragestellungen (z.B. „Tank“-Infrastruktur) der Elektromobilität insbesondere auch im Kontext erneuerbarer Energien analysiert und techno-logische Mindestanforderungen formuliert werden.

Darüber hinaus hat die Bundesregierung im Konjunkturpaket II vom Februar 2009 ein Programm von 500 Millionen Euro zur Förderung elektrischer Antriebe beschlossen, dessen einzelne Aufteilung im Laufe des Frühjahrs 2009 beschlossen wird.

3.3 Elektrizitätswirtschaft

Der BDEW, in welchem u.a. der VDN im Jahr 2007 aufgegangen ist, forciert die „innovative Mobilitätslösung“ mit Elektroantrieb. Hierin wird ein weiteres CO₂-Reduktionspotential gesehen – insbesondere wenn der Strom aus erneuerbaren Energien wie zum Beispiel Windkraftanlagen kommt. *„Wir haben einmal hochgerechnet. Selbst wenn man nur Windenergiestrom nehmen würde und die Ausbauszenarien inklusive Offshore, die es hierzu gibt, zu Grunde legt, dann ist allein vom Potenzial her die Windenergie in der Lage, den kompletten Benzinkonsum in Deutschland zu substituieren“*, so der stellvertretende Geschäftsführer des BDEW, Roger Kohlmann (neue Energie 2007). Bei diesem Konzept gäbe es nach Ansicht des Verbandes eine echte Gewinnsituation auf allen Seiten (d.h. Verbraucher, Automobil- und Batteriehersteller, Energiewirtschaft), weshalb dieses *„Argument zu Recht im Eckpunktepapier der Bundesregierung integriert“* sei. Der BDEW hat daher gemeinsam mit Batterie- und Automobilherstellern sowie der chemischen Industrie eine breit angelegte Initiative für Elektromobilität ins Leben gerufen. (BDEW 2007)

In der bdeW-Position zu Rahmenbedingungen für die Elektromobilität, vorgetragen von Herrn Staschus während der Nationalen Strategiekonferenz Elektromobilität am 25. November 2008 in Berlin, wurden die Möglichkeiten der Elektromobilität nochmals betont. Herausgehoben wurde der Beitrag zur CO₂-Verringerung schon bei heutigem Strommix in Deutschland. Der Verband sieht in der Elektromobilität ein hohes Potenzial und die Stromerzeuger- bzw. Verteiler gefordert an der Infrastrukturentwicklung intensiv mitzuarbeiten. Eine zusätzliche Steuer auf den Fahrstrom wäre jedoch kontraproduktiv, so der Vortrag von Herrn Staschus. Auch sollten Anreize wie Wegfall oder Minderung der Kfz-Steuer Käufer mobilisieren helfen. Da Strom für den Verkehr eine Verbesserung in vielerlei Hinsicht darstelle, dies aber auch mehr Stromerzeugung hervorbringe, müsse dies im Emissionshandel Berücksichtigung finden. Eine Harmonisierung zwischen den europäischen Ländern müsse hier erfolgen. Der Verband möchte daher mit der Regierung eng zusammenarbeiten und mithilfe langfristige Perspektiven zu erarbeiten (Staschus 2008).

Auch der Energiekonzern E.on sieht die Elektromobilität sich „unaufhaltsam weiterentwickeln“, so Dr. Jörg Karhl, Leiter Technische Grundsatzfragen und neue Technologie bei E.on. Als wichtigste Treiber sind hier Klimawandel. Die Verdopplung des globalen Fahrzeugparks bis 2020, die Endlichkeit von Erdöl und der damit verbundene Anstieg der Kraftstoffkosten zu sehen. Die für solch eine Versorgung benötigte Infrastruktur sei nach Ansicht von Herrn Krahl finanzierbar, doch fehlt nach seiner Ansicht noch eine Harmonisierung zwischen Stromlieferanten und der Automobilindustrie, wie die zukünftige „Betankung“ denn aussehen wird. Die Möglichkeiten reichen von Ladestationen bis Batteriewechsel. Auch stellt sich die Frage „wie versorgen wir die Laternenparker in den Städten?“. Wie auch immer die Entscheidung lauten mag, ein Lastmanagement ist dabei unumgänglich, denn „zu Stoßzeiten können wir keinen weiteren Abnehmer gebrauchen“. Schon bei 15% Marktanteil an EV (ca. 8,4 Mio. Fahrzeuge), würden acht zusätzliche Spitzenlastkraftwerke benötigt werden, wobei aber der Stromverbrauch, hier unterstellt mit rund 25 TWh, lediglich um 5% ansteigen würde. Als großes Geschäft würde die Elektromobilität in der Stromindustrie nicht gesehen, so Krahl, jedoch wäre sie eine interessante Option zum Managen von Offshore-Windstrom und der wachsenden Anzahl von Solardächern. Die Entwicklung neuer Geschäftsmodelle, die auf den bestehenden Strukturen aufbauen, sei zunächst von Nöten, um den Wandel bezahlbar zu machen. (VDI 2008a)

3.4 Automobilindustrie

Eine Umfrage des Beratungsunternehmens KPMG im Vorfeld der Motorshow in Detroit 2008 hat ergeben, dass 81 von 100 Top-Managern aus der Automobilbranche einen steigenden Marktanteil von Hybridfahrzeugen in den kommenden Jahren erwarten. Knapp die Hälfte der Befragten erwartet bereits in 2008 eine Absatzsteigerung um 16% in diesem Segment.

Zumindest was den Bestand in Deutschland betrifft, ist der Zuwachs an Hybridfahrzeugen in 2007 gegenüber dem Vorjahr 2006 um 13% angestiegen (KBA 2008). Auf der Messe im Januar 2009 waren von vielen Herstellern bereits Konzeptstudien zu Elektromobilität zu sehen sowie erste Ankündigungen kurzfristig startender Serienanläufe.

Auch der Automobilhersteller Volkswagen hat aufgrund der Entwicklungen in der Batteriespeichertechnik und den Ergebnissen einer aufwendigen Marktforschung das Thema Elektromotor und Hybridtechnik erneut aufgegriffen. Das Unternehmen sieht in der Elektromobilität ein weiteres alternatives Marktsegment gegenüber dem Antrieb mit Biokraftstoffen, deren Potenzial nach Abschätzungen lediglich zur Deckung von 20% bis 25% des Kraftstoffbedarfs ausreicht. Die Antriebsenergie für die Elektrofahrzeuge soll dabei auch aus erneuerbaren Energien stammen und könnte in Batterien effizienter verwertet werden, als es die Speicherung in Wasserstoff für Brennstoffzellen vermag. Auch wenn es noch einigen Entwicklungsaufwand gibt, um ein marktreifes Produkt zu schaffen, so sieht man bei Volkswagen die Infrastruktur für die Versorgung bereits vorhanden. *„Wir könnten heute mit einer normalen Drei-Kilowatt-Leitung, die fast an jedem Laternenpfahl verfügbar ist, eine relativ akzeptable Ladezeit hinbekommen. Steht das Auto die ganze Nacht zu Hause, dann lassen sich mit einer drei Kilowatt handelsüblichen Hausleitung die Batterien wieder aufladen. Bei einer Schnellladung kann die Batterie auch innerhalb einer halben Stunde wieder vollgeladen werden, allerdings wird dafür ein Drehstromanschluss benötigt“* erläutert Wolfgang Steiger, Leiter der Forschungsabteilung Antriebe bei VW. Eine hohe Marktdurchdringung, die er von der Batteriekapazität und Preisen abhängig macht, sieht der Entwicklungsleiter noch in weiter Ferne. Der Konzern geht derzeit davon aus, dass sich eine erste Marktentwicklung im Segment der Kleinwagen herauskristallisieren wird. Denn im Stadtverkehr können die Vorteile des Elektromotors derzeit besser ausgenutzt werden.

Neben Volkswagen forschen bereits viele Fahrzeughersteller am Elektroantrieb bzw. der Hybridtechnik und haben vereinzelt bereits Fahrzeuge auf den Markt gebracht. Bei den deutschen Automobilbauern hatte Audi bereits 1997 mit dem Audi-Duo eine Kleinserie aufgelegt, die aber bereits im Folgejahr wieder abgebrochen wurde. Bei BMW, Porsche und Daimler gibt es bereits einige Prototypen für Vollhybride, umgesetzt wurde bisher aber nur ein Mild-Hybrid in der BMW 1er Klasse. Daimler testet gerade den Smart EV, ein reines Elektroauto, in London. Bereits 2010 sollen erste Serienfahrzeuge des Smart wie auch eine Version in der B- und E-Klasse unter dem Namen „BlueZero“ am Markt zu haben sein (Reuters 2009). BMW hat eine Testserie von 500 EV-Mini in den USA am laufen und ab dem Frühjahr 2009 soll auch eine Testserie in Berlin getestet werden (Liebl 2008).

U.S.-amerikanische Automobilhersteller wie Cadillac, Chevrolet, Ford und GMC haben schon erste Serien mit Voll-Hybriden in den Markt gebracht.

Der französische Konzern Citroen hat einen Micro-Hybrid in Serie und setzt in seiner Forschung auf Mild-Hybride. Auch Peugeot konzentriert sich in seiner Entwicklung eher auf den Boost-Effekt des Mild-Hybrids.

Honda verfolgt ebenfalls die Umsetzung von Mild-Hybrids und hat bereits eine Serie auf den Markt gebracht. Lexus dagegen setzt auf Voll-Hybride und hat längst mehrere Serien umgesetzt. Ebenso sind die Firmen Mazda und Nissan mit jeweils einer Voll-Hybrid-Serie in den nordamerikanischen Markt eingestiegen. Der bekannteste Voll-Hybrid ist der Prius von Toyota. Daneben gibt es bereits weitere Serien im Bereich Kleinfahrzeuge bis zu Limousinen. Zurzeit verstärkt Toyota die Entwicklung von Plug-In-Hybriden, die am Stromnetz aufgeladen werden, um so längere Strecken rein elektrisch fahren zu können. In Japan läuft der Testbetrieb mit vorerst acht Fahrzeugen, die an einer gewöhnlichen Haushaltssteckdose aufgeladen werden können. Dazu sind die Plug-In-Hybride mit einem Anschluss für ein externes Stromkabel und einer zweiten Hybrid-Batterie ausgerüstet, ein Ladevorgang an der Steckdose (200 V) dauert zwischen 60 und 90 Minuten. Rein elektrisch bewegt, erreicht das Fahrzeug eine Spitzengeschwindigkeit von 100 km/h und schafft eine Strecke von rund 13 Kilometer (Toyota 2007).

Automobilzulieferer wie die Robert Bosch GmbH haben sich bereits breit für neue Antriebskonzepte aufgestellt und bieten Lösungen vom Mild- bis Full-(String-)Hybrid an. Darüber hinaus werden derzeit neue Konzepte wie Diesel-Hybrid entwickelt, der die Effizienz des Diesels mit den Vorteilen des Hybrids verbinden soll. Die ersten Testmodelle sparen nach Aussage der Robert Bosch GmbH bis zu 25% gegenüber konventionellen Dieselantrieben ein. (Bosch 2007)

Nach zwei Umfragen des Meinungsforschungsinstituts TNS/Infratest im Auftrag des Automobilzulieferers Continental ist der Markt für Hybridautomobile bereits vorhanden (Continental 2007). Bei einer Befragung von 1.000 Autofahrern zum Thema Hybridtechnologie haben 2006 24,7% der Befragten angegeben, mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit oder bestimmt ein Hybridautomobil zu kaufen. In 2007 waren es bereits 30,7%. *„In Deutschland haben private Autokäufer im vergangenen Jahr rund 1,7 Millionen der insgesamt 3,47 Millionen Autos gekauft. Würden tatsächlich gut 30 Prozent ein Hybridauto kaufen, gäbe das einen Markt von 510.000 Fahrzeugen. Das ist natürlich wenig realistisch. Aber allein die 4,1 Prozent der Autofahrer, die laut Umfrage bestimmt ein Hybridfahrzeug kaufen wollen, würden 70.000 Fahrzeuge jährlich bedeuten und damit zumindest eine Ausgangsbasis schaffen. Dabei wäre übrigens noch kein einziges der jährlich gut 1,7 Millionen neuen Flottenfahrzeuge zum Beispiel im Leasinggeschäft mit eingerechnet“*; so der Vorsitzender der Geschäftsleitung der Continental-Division Automotive Systems, Dr. Karl-Thomas Neumann.

Der norwegische Hersteller Think Global AS hat seit 2007 seinen neuesten Elektrokleinwagen auf dem Markt, den Think City. Das als Stadtauto konzipierte Fahrzeug erreicht eine Höchstgeschwindigkeit von 100 km/h, beschleunigt von Null auf 50 km/h in 6,5 Sekunden und besitzt eine Reichweite von 180 Kilometern mit einer Batterieladung. Bisher kommt ein Natrium-Nickelchlorid-Akkumulator zum Einsatz, auch

Zebra-Batterie genannt, welche bei vollständig entladener Batterie gut 10 Stunden zum Wiederaufladen benötigt. Neuere Modelle und Serien wie der Think Ox werden einen Lithium-Ionen-Akkumulator erhalten, der die Reichweite gut verdoppeln soll und in gut 90 Minuten betankt ist. Das Modell Think City kostet rund 20.000 € plus 200€ monatlich für ein „Sorglospaket“ zum Batterietausch auf die jeweils neueste Generation. Gerade was die Batterie anbelangt – ein klassischer Schwachpunkt des Elektroautos - will Think mit seinem Konzept neue Wege gehen. Der Akku wird an den Kunden vermietet, nicht verkauft. Lässt die Leistung nach oder werden neue, leistungsfähigere Batterien ins Sortiment aufgenommen, hat der Kunde Anspruch auf einen Austausch. Derzeit liegt die Produktionskapazität bei 7.000 Stück pro Jahr und soll bis 2009 auf 10.000 Stück pro Jahr anwachsen. (Think 2008)

Da Hybrid- und reine Elektrofahrzeuge auf eine Hochleistungsbatterie angewiesen sind, die sowohl hohe Reichweiten, hohe Aufladezyklen und ein hohes Maß an Sicherheit garantieren sowie preisgünstig sind, hat sich eine Allianz aus Automobilherstellern, -zulieferern, Energiekonzernen und chemischer Industrie gebildet, um die Entwicklung solcher Akkumulatoren voranzubringen. Hierfür werden 360 Mio. Euro von den Unternehmen für die nächsten Jahre bereitgestellt. Hinzu kommen weitere 60 Mio. Euro aus Bundesmitteln. Neben technischen Fragen werden auch einheitliche Anforderungen und Prüfvorschriften, Analysen der Rohstoffsituation und Preisentwicklung sowie Recyclingstrategien ein Thema sein. (VDI 2007a)

4 Statistische Grundlagen und aktuelle Szenarien zum Individualverkehr sowie zur jetzigen und künftigen Strombereitstellung

4.1 Verkehrssektor

Hier soll lediglich der Individualverkehr, seine Entwicklung in Form von zugelassenen Fahrzeugen, die Darstellung bevorzugter Kraftstoffe, der Gesamtenergieeinsatz sowie die Emissionen betrachtet werden. Der im Zusammenhang mit elektrischem Antrieb interessante Schienenverkehr und dessen Potenzial im Sinne von Primärenergieeinsparung und Emissionsminderung soll hier kein Thema sein.

4.1.1 Entwicklung des Bestands zugelassener Fahrzeuge nach Kraftstoff

Die Anzahl der zugelassenen Personenkraftwagen und Wohnmobile hat nach Angaben des Kraftfahrtbundesamtes (KBA) seit 1995 durchschnittlich um rund 1,1% pro Jahr zugenommen. Dabei haben Hubraumklassen nach KBA zwischen 1.200 bis 2.499 cm³ mit mehr als 80% den höchsten Anteil. Besonders häufig darunter vertreten sind KFZ von 1.200 bis 1.599 cm³ sowie 1.800 bis 1.999 cm³.

Tabelle 4-1: Bestand an Personenkraftwagen 1950 bis 2008 (jeweils zum 01. Januar des Jahres) nach Kraftstoffarten (KBA 2008)

Jahr (jeweils 1. Juli/ ab 2001 1. Januar)	Ottomotor Benzin	Gas	Benzin u. Gas (bivalent)	Rotations- kolben-	Diesel-	Elektro-	Sonstige	Insgesamt
	1	2	3	4	5	6		
1950	539 853
1955	1 747 555
1960	4 341 124	272	-	-	147 989	-	22	4 489 407
1965	8 983 357	137	-	262	283 662	-	5	9 267 423
1970	13 493 856	51	-	12 507	434 660	-	5	13 941 079
1975	17 233 087	926	-	20 383	643 843	-	58	17 898 297
1980	22 028 625	10 234	-	14 507	1 138 142	-	108	23 191 616
1985	23 472 956	20 782	-	9 573	2 341 030	-	179	25 844 520
1990	26 545 742	6 979	-	9 202	4 122 435	317	136	30 684 811
1995	34 847 579	2 027	-	7 038	5 544 551	2 285	814	40 404 294
1999	36 663 007	1 103	1 572	4 534	5 632 978	2 681	17 797	42 323 672
2000	36 868 006	1 181	2 685	4 124	5 960 676	2 632	602	42 839 906
2001	37 401 905	1 404	4 233	4 080	6 357 355	2 660	623	43 772 260
2002	37 392 677	1 866	7 135	3 716	6 974 712	2 534	683	44 383 323
2003	37 028 971	3 345	10 026	3 410	7 608 486	2 348	717	44 657 303
2004	36 702 056	5 560	14 243	4 182	8 293 749	2 169	967	45 022 926
2005	36 256 631	10 043	24 579	8 030	9 071 536	2 038	2 669	45 375 526

Jahr	Benzin	Diesel	Flüssiggas (einschl. bivalent)	Erdgas (einschl. bivalent)	Elektro	Hybrid	Sonstige Kraftstoff- arten	Insgesamt
	1	2	3	4	5	6	7	8
2006	35 918 697	10 091 290	40 585	30 554	1 931	5 971	1 275	46 090 303
2007	35 594 333	10 819 760	98 370	42 759	1 790	11 275	1 370	46 569 657
2008	30 905 204	10 045 903	162 041	50 614	1 436	17 307	1 089	41 183 594

Benzinbetriebene Personenkraftwagen sind nach langem Anstieg seit 2001 von einem Rückgang betroffen. Von 2001 bis 2006 hat die Anzahl um etwa 6,5 Mio. Fahrzeuge abgenommen bei sonst insgesamt steigendem Zuwachs des PKW-Fahrzeugparks in Deutschland bis zumindest Ende 2007. Im gleichen Zeitraum haben Dieselfahrzeuge in diesem Segment um rund 3,7 Mio. zugelegt und machten damit Anfang 2008 gute 24% bei den Pkw aus. In den vergangenen Jahren (KBA-Statistiken ab 1997) haben bei alternativen Antriebssträngen gas- und bivalent- (Ottokraftstoff und Gas) angetriebene PKW stark zugelegt. Gerade der bivalente Antrieb erfreut sich großer Nachfrage, so dass deren Anzahl von 1997 bis 2005 von 419 auf 24.579 Fahrzeuge angestiegen ist. Damit gab es 2005 34.622 zugelassene Gas- und bivalente PKW. In 2008 bereits über 162.000. Gas dagegen stagniert seit 2005, trotz der sicherlich immer besseren Infrastruktur.

Elektrisch angetriebene PKW werden erst ab 1990 mit insgesamt 317 registrierten Fahrzeugen in den Statistiken geführt. Ihre Anzahl ist seitdem auf maximal 2.681 in 1999 angestiegen und seither auf nun nur noch 1.436 bis Anfang 2008 abgesunken. Hybridfahrzeuge wurden erst in der 2006er Statistik separat beziffert. Ihre Anzahl hat sich von 2005 nach 2008 mehr als verdreifacht und lag zum 1. Januar 2008 bei 17.307 Fahrzeugen.

4.1.2 Endenergieverbrauch im Verkehr

Die nachfolgende Tabelle gibt den Kraftstoffverbrauch und die CO₂-Emissionen für den Individualverkehr mit Pkw seit Anfang der 1990er Jahre an. Zu sehen ist, dass eine Umstellung auf Diesel – zumindest seit 1990 – eingesetzt hat, was sich u.a. mit Tabelle 4-1 deckt, wo ebenfalls der Bestand an Diesel-Fahrzeugen um mehr als das Doppelte zulegt hat. Der Kraftstoffverbrauch an den mit Benzin betriebenen Pkw ist um gut ein Viertel zurückgegangen, wogegen der Bestand im gleichen Zeitraum um rund 9 Mio. Fahrzeuge zugelegt hat. Dies ist insofern erstaunlich, als dass laut den Statistiken des Kraftfahrzeugbundesamtes insbesondere Kraftfahrzeuge mit mehr als 1.800 cm³ von 1990 bis 2004 einen gegenüber kleineren Leistungen extrem starken Zuwachs verzeichnen konnten. Die Gesamtfahrleistung in Kilometer der mit Ottokraftstoff betriebene Fahrzeuge ist laut „Verkehr in Zahlen 2007/2008“ bis 1999 um rund 27% angestiegen und seither nahezu auf den Ausgangswert von 1999 wieder abgesunken. Die durchschnittliche Effizienz der Fahrzeuge scheint trotz der Nachfrage nach leistungsstarken Motoren nicht unerheblich angestiegen zu sein. Bei Dieselfahrzeugen sank entsprechend der hier angegebenen Zahlen der Durchschnittsverbrauch von etwa 8,2 l/100km auf 6,5 l/100km und bei Benzinfahrzeugen von 10,8 l/100km auf 7,9 l/100km.

Tabelle 4-2: Kraftstoffverbrauch und Emissionen von mit Otto- und Dieselmotoren betankten Pkw als Zeitreihe seit 1990 (UBA 2009)

Diesel		1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
Anteil Autobahn	Mio. Liter	1.816,2	2.034,5	2.126,6	2.309,0	2.323,6	2.322,3	2.341,1	2.328,7	2.355,6
Anteil Landstraße	Mio. Liter	2.117,8	2.254,6	2.374,5	2.509,8	2.662,2	2.692,2	2.708,9	2.626,3	2.589,3
Anteil Ortschaften	Mio. Liter	2.383,0	2.380,0	2.376,5	2.566,8	2.591,6	2.516,5	2.510,4	2.428,9	2.441,6
Summe	Mio. Liter	6.317,0	6.669,1	6.877,6	7.385,6	7.577,4	7.530,9	7.560,4	7.383,9	7.386,4
CO ₂ Emissionen	Mio. t	16,6	17,5	18,0	19,5	20,0	19,8	19,9	19,4	19,4
Jahresfahrleistung ¹⁾	Mrd. km	77,1	80,1	86,3	91,6	99,6	99,7	100,9	99,7	101,3
Otto-Kraftstoff		1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
Anteil Autobahn	Mio. Liter	10.425,8	10.721,7	11.129,1	11.081,6	11.188,0	11.244,5	11.196,1	11.345,5	11.541,7
Anteil Landstraße	Mio. Liter	12.432,1	12.748,7	13.178,2	13.156,7	13.383,5	13.777,2	13.814,9	13.716,0	13.622,7
Anteil Ortschaften	Mio. Liter	15.497,3	14.914,2	14.535,4	14.837,2	14.461,0	14.235,4	14.064,6	13.831,4	13.899,6
Summe	Mio. Liter	38.355,1	38.384,6	38.842,7	39.075,5	39.032,6	39.257,1	39.075,5	38.892,8	39.064,1
CO ₂ Emissionen	Mio. t	90,2	90,3	91,3	91,9	91,8	92,3	91,9	91,4	91,9
Jahresfahrleistung ¹⁾	Mrd. km	354,3	416,3	423,6	426,2	428,5	435,4	438,5	442,9	449,5
Diesel		1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Anteil Autobahn	Mio. Liter	2.536,0	2.673,2	3.005,2	3.333,8	3.515,0	4.095,3	4.363,6	4.698,6	5.064,2
Anteil Landstraße	Mio. Liter	2.727,5	2.821,1	3.136,5	3.409,5	3.560,3	4.107,8	4.346,1	4.646,8	4.975,5
Anteil Ortschaften	Mio. Liter	2.640,1	2.707,0	3.165,8	3.462,4	3.479,1	4.076,3	4.169,9	4.407,3	4.658,2
Summe	Mio. Liter	7.903,6	8.201,2	9.307,5	10.205,7	10.554,5	12.279,3	12.879,6	13.752,6	14.697,9
CO ₂ Emissionen	Mio. t	20,8	21,5	24,3	26,4	27,1	31,2	31,9	33,8	35,9
Jahresfahrleistung ¹⁾	Mrd. km	111,1	116,6	1.396,6	152,3	159,5	177,6	186,7	210,0	k.A.
Otto-Kraftstoff		1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Anteil Autobahn	Mio. Liter	11.492,7	11.390,1	11.038,1	10.819,4	10.594,3	10.116,6	9.690,6	9.433,0	9.145,7
Anteil Landstraße	Mio. Liter	13.367,1	13.033,1	12.473,7	12.094,7	11.768,0	11.175,9	10.634,4	10.278,9	9.892,6
Anteil Ortschaften	Mio. Liter	13.894,6	13.352,2	13.351,0	12.970,5	12.103,8	11.652,6	10.708,2	10.227,9	9.716,3
Summe	Mio. Liter	38.754,4	37.775,4	36.862,7	35.884,6	34.466,1	32.945,2	31.033,3	29.939,7	28.754,6
CO ₂ Emissionen	Mio. t	91,1	88,8	86,7	84,4	81,0	77,5	73,0	70,4	66,8
Jahresfahrleistung ¹⁾	Mrd. km	455,1	442,9	439,9	431,2	418,3	412,8	391,4	376,3	k.A.

1) Verkehr in Zahlen 2007/2008, herausgegeben durch BMVBS

4.2 Auswertung und Gegenüberstellung aktueller Szenarien zum zukünftigen Energiebedarf einschließlich Effizienzpotenziale für den Verkehr

4.2.1 BMU-Leitstudie 2008

Das in 2007 für das BMU entwickelte Leitszenario 2006 zeigte grundsätzlich auf, wie die Zielvorgabe der Bundesregierung, die Klimaemissionen bis 2050 in Deutschland auf rund 20% des Wertes von 1990 zu senken, erreicht werden kann. Das Szenario ist dabei eine Weiterentwicklung der energiewirtschaftlichen Referenzprognose des Energiereports IV. Dabei wurden lediglich demografische und ökonomische Eckdaten hinsichtlich der Verkehrsleistung angepasst. Im Laufe 2008 wurde die Leitstudie nochmals den neuen Rahmenbedingungen angepasst und ein Szenario beschrieben, welches darlegt, wie die Treibhausgasemissionen bis 2050 in Deutschland auf rund 20% des Werts von 1990 gesenkt werden können (Nitsch 2008).

Die größten Einflussmöglichkeiten zur Erreichung des ambitionierten Ziels wurden auch weiterhin in drei aufeinander abgestimmten Teilstrategien identifiziert:

- erhöhte Nutzungseffizienz in allen Sektoren (EFF),
- erhöhte Umwandlungseffizienz durch deutlichen Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und effizienten Kraftwerken sowie
- in den Einstieg der substantiellen Nutzung von erneuerbaren Energien.

Dabei wurde auch festgestellt, dass bis etwa 2020 „die meisten technologischen Optionen zur Nutzung von EE noch einer Flankierung durch die Umwelt- und Energiepolitik mittels geeigneter Instrumente“ bedürfen. Erst dann wird sich voraussichtlich entscheiden, ob die EE einen selbsttragenden Markt bilden können.

Der Anteil der erneuerbaren Energien spielt bei dem Leitszenario 2008 eine wesentliche Rolle. Denn es wird hier angenommen, dass bis 2020 der Anteil der EE an der Bruttostromerzeugung (BSE) auf 30,4% und am gesamten Primärenergieverbrauch (PEV) auf 16,2% ansteigt. Bis 2030 steigt der Anteil EE an der BSE auf 50% und am gesamten PEV im Leitszenario auf rund 25%, was bis 2050 auf etwa 45% anwachsen wird. (Nitsch 2008)

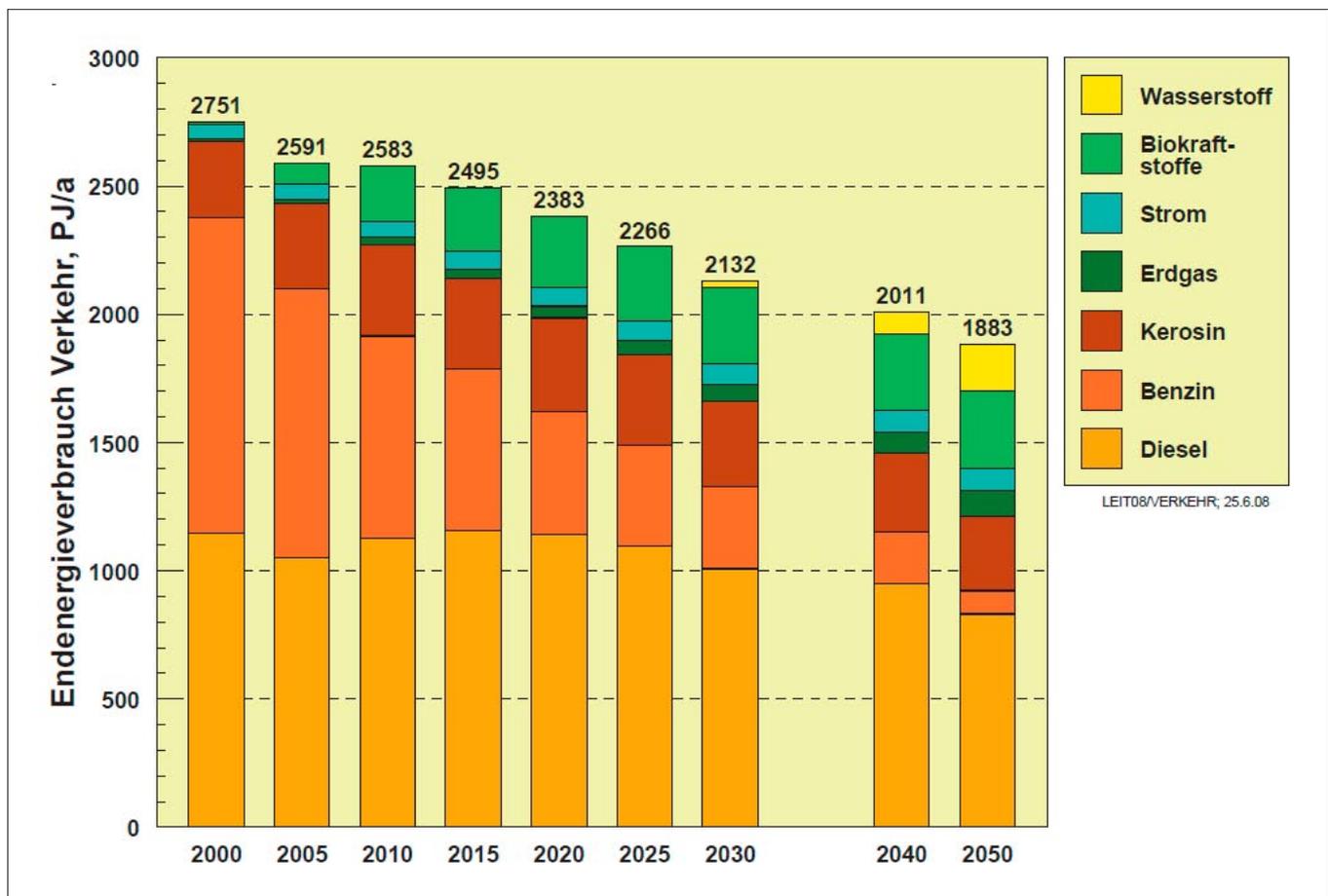


Abbildung 4-1: Energieeffizienz im Verkehr im Leitszenario 2006 nach Kraftstoffarten (Nitsch 2008)

Der Ausbau der EE beruht dabei auf der derzeitigen Ausbaudynamik, welche im Szenario auch weiterhin stabil bleiben soll. So soll bei Umsetzung des Leitszenarios 2008 bis 2020 sowohl eine mengenmäßige wie kostenseitige Gleichberechtigung der EE im Stromsektor stattfinden. Dennoch dominiert auch dann noch die Kondensationsstromerzeugung mit 56% (2005 = 82%) und fossile Brennstoffe stellen noch 64% des Stroms bereit. Ab 2030 beträgt der Kondensationsstromanteil noch 34%, derjenige der fossilen KWK 16% (KWK einschließlich Biomasse-KWK 25%). Im Jahr 2050 beträgt die reine Kondensationsstromerzeugung gemäß dem Leitszenario 2008 nur noch 4%. Kraft-Wärme-Kopplung unter Zuhilfenahme fossiler Brennstoffe hat einen Anteil von rund 15%. Die erneuerbaren Energien dominieren dann die Stromversorgung mit 81% (darunter etwa 110 TWh aus einem europäischen EE-Verbundnetz) an der Bruttostromerzeugung. (Nitsch 2008)

Die Kombination von deutlicher Effizienzsteigerung, weiterem KWK-Ausbau, einer relativen Verschiebung des fossilen Energiemixes hin zu Erdgas und nicht zuletzt durch einen kontinuierlichen EE-Ausbau reduzieren sich im LEITSZENARIO 2008 die CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2050 auf 214 Mio. t/a. Dies entspricht knapp der angestrebten 80%-Minderung gegenüber 1990. (Nitsch 2008)

Die Effizienzverbesserungen im Verkehrssektor werden dagegen zum Teil durch einen Anstieg der Verkehrsleistungen kompensiert. Auch zunehmende Sicherheitstechnik und Komfort führen nicht gerade zu einer raschen Absenkung des Energiebedarfs. Bis 2020 erfolgt der Rückgang hauptsächlich aufgrund effizienterer Fahrzeuge im Individual- und Güterverkehr um 10%, der sich bis 2050 auf 42% im Individual- und auf 35% im Güterverkehr gegenüber 2005 steigert. Insgesamt sinkt somit der Energiebedarf im Verkehr (einschließlich Flugverkehr) bis 2050 um 27% gegenüber 2005.

Mit wachsender Effizienz der Fahrzeugantriebssysteme nimmt auch der Anteil an Biokraftstoffen zu. Diese wurden zuvor wegen der besseren Ausnutzung der Biomasse vornehmlich im stationären Bereich eingesetzt. Aber auch steigende Ölpreise führen zum Wechsel und öffnen diesen Markt für Biokraftstoffe weiter. Bis 2020 soll deren Anteil auf 12% anwachsen. Ab 2030 sind es dann auch Wasserstoff und EE-Überschuss-Elektrizität, die den Kraftstoffmarkt um weitere Energieträger bereichern.

4.2.2 McKinsey & Company, Inc.

McKinsey & Company, Inc. erstellte im Auftrag von „Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. / BDI initiative – Wirtschaft für Klimaschutz“ eine Studie zur Bewertung der „Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasen in Deutschland“. Ziel ist es, die Informationslücken der derzeit intensiv und vielfach kontrovers geführten Debatte über die wirtschaftliche und technische Erreichbarkeit verschiedener Zielmarken zur Treibhausgasreduzierung zu schließen. Hierzu wurden mehr als 70 Verbände und Unternehmen an der Bewertung von letztendlich über 300 Einzelmaßnahmen beteiligt sowie die neuesten Untersuchungen zu Technologiepotenzialen berücksichtigt. Die Studie unterstellt, dass durch die Einzelmaßnahmen weder die Einschränkung der Lebensqualität noch die Verlangsamung des Wirtschaftswachstums in Kauf genommen werden soll. Dabei wurden heute bereits einsetzbare Techniken oder sich in einem fortgeschrittenen Entwicklungsstadium befindlichen Techniken für den Zeitraum bis 2020 bewertet. Qualität und Umfang der heute vorhandenen Infrastruktur soll auch in Zukunft erhalten bleiben.

Die verschiedenen Szenarien wurden soweit aufgelöst, dass auf Faktenbasis beruhend eine Aussage über die Vermeidungskosten und den Zeitbedarf verschiedener Ansätze gemacht werden konnte.

Im Jahr 2020 tragen dann erneuerbare Energien mit 132 TWh/a (einschließlich Wasserkraft aus Fließgewässern) ein Viertel der Bruttostromerzeugung. Bis 2030 steigt der Anteil auf gut ein Drittel an.

Der Kernenergieausstieg bedingt eine Anhebung des Anteils an fossilen Energieträgern, wobei sich hierbei der Anteil an Erdgas von 2004 bis 2030 knapp verdoppelt. Dagegen reduziert sich der Anteil an Braun- und Steinkohle von 26 bzw. 23 Prozent im Jahr 2004 auf 24 bzw. 20 Prozent im Jahr 2030.

Auch im Verkehrssektor wurden Einsparpotenziale bis 2020 von insgesamt 37 Mio. Tonnen CO₂e herausgearbeitet. Neben der grundsätzlichen technischen Optimierung sind es der Einsatz von Biokraftstoffen und Hybridantrieben sowie bei Schiene und Luftfahrt zusätzlich die Auslastungsoptimierung, die das CO₂e-Vermeidungspotenzial bergen.

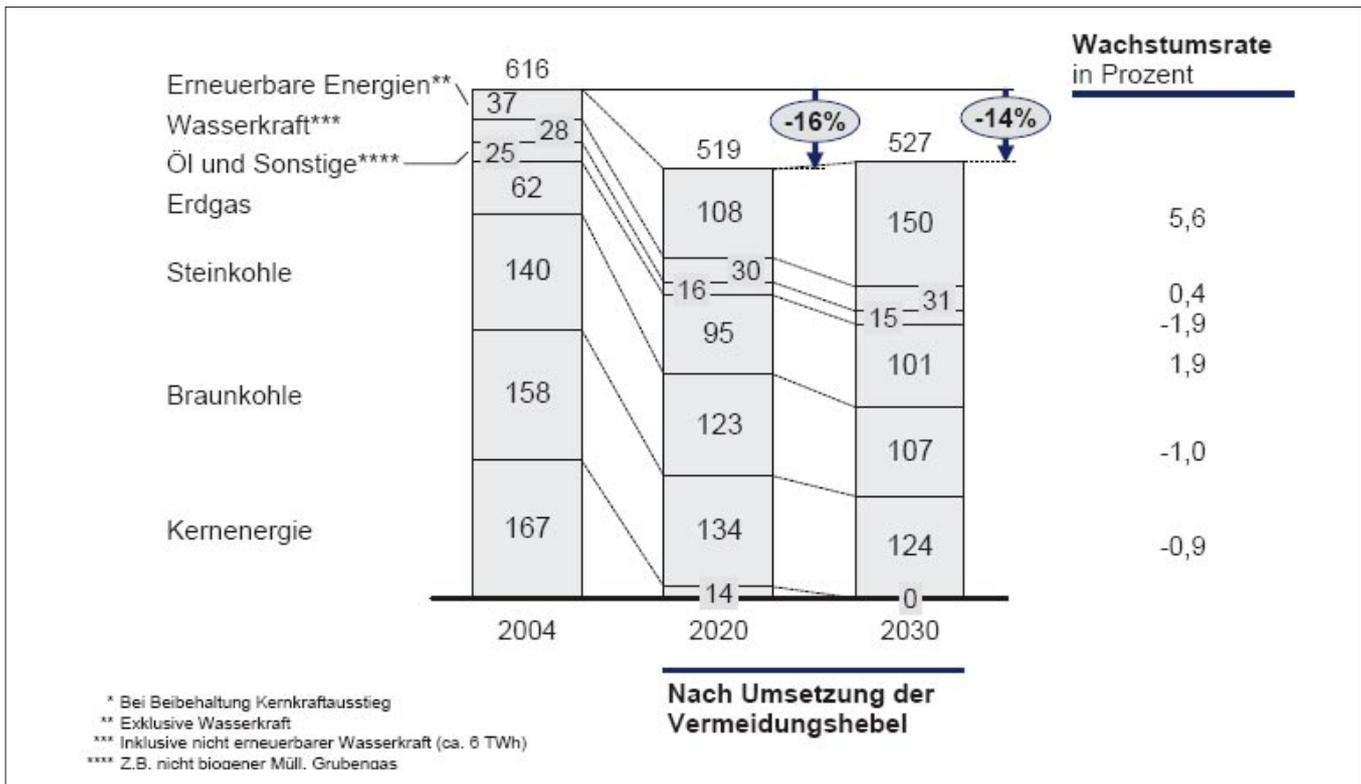


Abbildung 4-2: Bruttostromerzeugung nach Umsetzung der Vermeidungshebel – Deutschland 2004 – 2030*(McKinsey 2007)

Aufgrund der politischen Vorgaben, bis zum Jahr 2020 den Biokraftstoffanteil in Benzin und Diesel auf 17% zu erhöhen, wurden diese Werte übernommen, wobei wegen der Nutzungskonkurrenz der Biomasse von einem zunehmenden Import der Kraftstoffe ausgegangen wird. Bis 2030 wird dieses Volumen als konstant weitergeführt, so dass durch sinkenden Kraftstoffverbrauch aufgrund von Effizienzverbesserungen der Anteil der Biokraftstoffe auf 18% ansteigt.

Mit Einführung von Hybridkonzepten bei der Fahrzeugmotorisierung (Mild/Full) entsteht ein weiteres Einsparpotenzial von rund 3 Mio. Tonnen CO₂e, wobei Plug-In-Hybrids einen Teil davon übernehmen könnten und damit das Vermeidungspotenzial bis 2020 um 15% erhöhen könnten.

Wegen der notwendigen Infrastruktur für Wasserstoff wurden hier zunächst nur niedrige Stückzahlen von weniger als einem Prozent der Neuwagenverkäufe bis 2020 angenommen. Der Anteil wächst dann weiter an, bleibt bis 2030 jedoch unter 5%.

4.2.3 EWI/Prognos - Ölpreisszenario 2030

Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi) haben das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (EWI) und die Prognos AG eine Variante zu der von ihnen in 2005 veröffentlichten Referenzprognose entwickelt. Diese Variante untersucht eine Ölpreisentwicklung, die mit real 60 US\$/bbl oder rund 100 US\$/bbl nominal um 60% über den Preisen der Referenzprognose liegt. Dies führt in der Ölpreisvariante zu einer strukturellen Verschiebung innerhalb der Energiewirtschaft in Richtung Kohle und regenerativen Energien. Das hohe Preisniveau begünstigt aber auch eine graduelle Entkopplung der Gas- von den Ölpreisen. Während sich die Preise für Gas um 26% und Öl um 61% gegenüber dem Referenzwert stark erhöhen, legt Steinkohle nur 10% bis 2030 zu, Braunkohle bleibt unverändert. Der Ausstieg aus der Kernenergie wird im Szenario beibehalten und die Förderung von EE wird bis 2030 fortgesetzt. Anteilsmäßig hat Steinkohle an der Bruttostromerzeugung in 2030 mit 31% den höchsten An-

teil, gefolgt von Braunkohle (30%), Wind (16%) und Erdgas (10%). Die Auswirkungen auf die energie- und gesamtwirtschaftliche Entwicklung bleiben aber infolge angebots- und nachfrageseitiger Anpassungsreaktionen moderat. Im Szenario geht der Emissionshandel über die europäischen Grenzen hinaus. Es wird davon ausgegangen, dass die Reduktionsverpflichtungen und damit die Zertifikatspreise zur Sicherstellung der Teilnahme möglichst vieler Staaten relativ gering bleiben.

Die Strompreise der Verbraucher sind zukünftig weniger von Öl und Gas abhängig, weshalb sie sich im Szenario nur geringfügig erhöhen. Ausgelöst wird dies zudem durch verstärkte Einsparinvestitionen und Veränderungen im Energiemix. Die Wahl des Heizenergeträgers bei der Raumwärmeerzeugung verändert sich mit zunehmenden Preisen. Die strukturellen Verschiebungen werden somit zum einen durch neu errichtete Gebäude, zum anderen durch den Ersatz alter Heizkessel durch Neuanlagen im Wohnungsbestand ausgelöst. In privaten Haushalten wächst der Einsatz der regenerativen Energien um insgesamt 23% und deckt in 2030 unter Berücksichtigung der Umweltwärme (WP und Solar) gut 10% der häuslichen Energienachfrage.

Im Verkehrssektor wird davon ausgegangen, dass steigende Preise zu einer Veränderung des Energiemixes – insbesondere gefördert durch die Politik – führen, hin zu einem steigenden Anteil an Biokraftstoffen. Während im Referenzszenario jedoch der Anteil an Biokraftstoff lediglich 9% bis 2030 beträgt, sind es in der Ölpreisvariante bis zu 25%. Elektrizität kommt in beiden Szenarien nicht zum Tragen, wogegen Gas und ab 2020 Wasserstoff einen größeren Zuwachs erfahren. Zusätzliche technische Verbesserungen helfen, den Kraftstoffverbrauch im Straßenverkehr um gut ein Drittel zu senken. Bei den im Szenario zugrunde gelegten alternativen Antrieben werden gasgetriebene Hubkolbenmotoren und Brennstoffzellen höhere Marktchancen zugesprochen. Hybridfahrzeuge spielen hierbei jedoch keine Rolle.

Die PKW-Flotte nimmt bis 2030 um 5% zu, wobei von einem zunehmenden Wechsel zu Dieselfahrzeugen ausgegangen wird. Der Bestand an Lkw und Sattelzugmaschinen nimmt bis 2030 um knapp 18 % zu, der Energieverbrauch im Straßengüterverkehr steigt um 7 %. Die Verkehrsleistungen im Personenverkehr sind leicht rückläufig; bis 2030 verringern sie sich um 4%. Der Güterverkehr legt hingegen um 56% zu, wobei effizien-

tere Fahrzeuge den Verbrauchsanstieg verhindern. Preisgesteuert beschleunigt sich der Rückgang des Kraftstoffverbrauchs für alle Transportsektoren, so dass er 2030 knapp 8% unter dem Niveau von 2002 liegt.

Grundsätzlich wurde im Szenario davon ausgegangen, dass es keine grundlegenden Veränderungen der Rahmenbedingungen für die energiewirtschaftliche Entwicklung gibt. Auch werden keine bruchartigen Verhaltensänderungen unterstellt; Energiepreise stehen nicht im Mittelpunkt der Verbraucherinteressen.

Beim Wirtschaftswachstum wird von 1,3% im Jahresdurchschnitt ausgegangen und der technische Fortschritt, gestützt durch steigende Energiepreise und energiepolitische Maßnahmen, steigert die Energieeffizienz.

Im Jahr 2030 sinkt der Primärenergieverbrauch um mehr als 4% unter den Referenzwert ab.

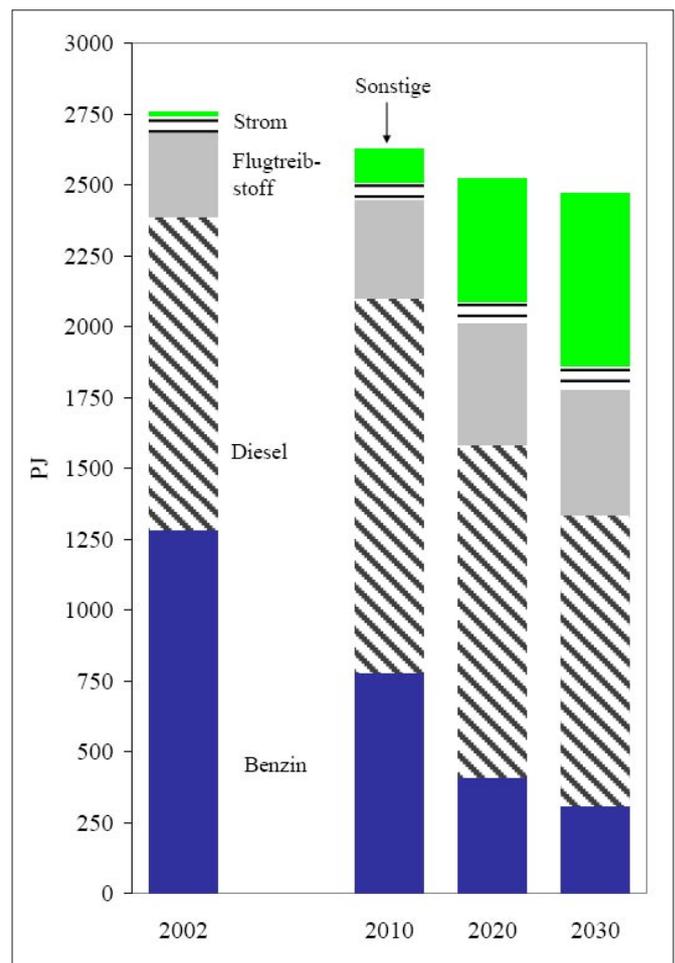


Abbildung 4-3: Entwicklung des Kraftstoffverbrauchs bis 2030 nach der Ölvariante

4.2.4 Energiewirtschaftliches Gesamtkonzept 2030 des VDEW

Im Auftrag des VDEW haben das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln und die Energy Environment Forecast Analysis GmbH in Münster das „Energiewirtschaftliche Gesamtkonzept 2030“ erstellt. Dabei wurden unter Berücksichtigung der Beschlüsse des Europäischen Rates vom 8./9. März 2007 für einen integrierten Klimaschutz und Energiepolitik vier Szenarien erstellt. Mit ihnen soll die Bandbreite der energie- und volkswirtschaftlichen Entwicklung als Folge der energiepolitischen Vorgaben in den Handlungsfeldern Klimaschutz, Förderung erneuerbarer Energien, Kraft-Wärme-Kopplung sowie Kernenergieausstieg abgebildet werden.

- Szenario I: Umsetzung der EU-Ratsbeschlüsse unter Fortschreibung der derzeitigen Energiepolitik bis 2030
- Szenario II: Balance der energiepolitischen Ziele / Marktmechanismen bis 2030 – Ausgabe von CO₂-Zertifikaten ohne Auktionierung
- Szenario IIa: Annahmen wie Szenario II mit Sensitivität „Vollauktionierung von CO₂- Zertifikaten“
- Szenario III: Priorität Umweltschutz und Kernenergieausstieg bis 2030

Alle Szenarien wurden auf Grundlage zweier Brennstoffpreispfade gerechnet, um Unsicherheiten hinsichtlich zukünftiger Energiepreisentwicklungen Rechnung zu tragen. Es wurde von einer strikten Öl-Gaspreisbindung ausgegangen. Dagegen sind die Preise von Braun- und Steinkohle szenarienunabhängig, um somit eine relevante Bandbreite für den Gas-Kohle-Preispfad abzudecken. Ausgehend von Preisen 2005 bleibt der Braunkohlepreis real aufgrund keines weiteren Bedarfs an neuen Gruben unverändert. Der von Steinkohle sinkt zunächst ab, um dann langsam wieder zu steigen, jedoch noch unter das Niveau von 2005.

Ziel der Studie ist es nicht nur, die Auswirkungen auf die Energieerzeugung abzubilden, sondern auch die Auswirkungen auf der Bezugsseite. Weiterhin werden nicht die Sensitivitäten einzelner Parameter, sondern die Auswirkungen von Variationen der zugrundeliegenden Handlungsfelder betrachtet.

Die Ergebnisse der Szenarien zeigen zum Teil grundlegende Änderungen der Nachfrage- und Angebotsstruktur, wobei kohlenstoffarme oder –freie Energiequellen entweder aufgrund marktgetriebener Wettbewerbsvor-

teile oder durch gesetzlich definierte Fördermechanismen ihre Marktstellung erheblich ausbauen können. Insbesondere bei Windenergie ist dies der Fall. Es wird in den Szenarien davon ausgegangen, dass die EE auch weiterhin einer Förderung bedürfen, was sich entsprechend auf die Preise auswirkt. Die zunehmende fluktuierende Einspeisung wirkt sich mit steigendem Anteil der Windenergie zudem auf die Bedeutung flexibler Erdgas-Spitzenlastkraftwerke aus.

Die technische Grenze der Integrierbarkeit von erneuerbaren Energien wird bei der Windenergie in Szenario III bei einer installierten Leistung von 45 GW erreicht. Davon ausgehend, dass noch nicht ausreichend Speicherkapazität, verschiebbare Lasten oder grenzüberschreitender Stromaustausch bis 2030 zur Verfügung stehen, müssen etwa 20% der Leistung vom Netz genommen werden, um die Stabilität zu gewährleisten.

Durch ambitionierte Klimaschutzziele ändert sich der Energiemix des Kraftwerksparks. Soweit in den Szenarien niedrige Energiepreisanstiege zu verzeichnen sind, nimmt der Primärenergiebedarf an Erdgas zu. Dies ist in Szenario III mit Ausstieg aus der Kernenergie besonders ausgeprägt. Auch KWK legt zu, zudem werden alte Standorte mit Kohlefeuerung durch modernste gasbefeuerte Anlagen ersetzt und in Regionen mit Wärmenetzen und Berücksichtigung der Wärmenachfrage weiter ausgebaut. Dabei kommen auch BHKWs zum Einsatz. Der Mehrbedarf an Kraftwerksgas wird dabei teilweise durch den zurückgehenden Gasbedarf für Wärme kompensiert.

Der Kernkraftausstieg verursacht in den Szenarien einen Importmehrbedarf, welcher seinerseits hauptsächlich durch Kernkraftwerke gedeckt wird.

Die Ergebnisse der einzelnen Szenarien können im Anhang eingesehen werden.

4.2.5 WWF/Öko-Institut: Klimaschutz und Stromwirtschaft 2020/2030

Die Zusammensetzung des Kraftwerksparks wird sich in den kommenden Jahren stark verändern - sei es durch energiepolitische Rahmenbedingungen wie den Atomausstieg, die Verfolgung von Klimaschutzzielen oder die Veralterung des Kraftwerksparks.

In einer Studie haben Matthes et al. (2007) mögliche Auswirkungen auf die zukünftige Gestaltung des deutschen Kraftwerksparks unter ökonomischen Gesichtspunkten bei weiterem Zubau erneuerbarer Energien

auf Basis zweier Szenarien simuliert. Dabei wurde festgestellt, dass in beiden Szenarien zukünftig lediglich GuD-Kraftwerke ausreichend zu ihrer Fixkostendeckung und damit zu ihrer Refinanzierung beitragen können.

In beiden Szenarien wurde davon ausgegangen, dass das EEG oder eine vergleichsweise Förderung die erneuerbaren Energien weiter fördern wird, um die energiepolitischen Ziele zu erreichen. Der Zubau von EEG-Anlagen führt entsprechend zu sinkenden Stromeinspeisungen aus konventionellen Kraftwerken.

Die beiden Szenarien enthalten folgende Ansätze:

- Das Referenz-Szenario orientiert sich an der Hochpreisvariante von EWI/Prognos (2006) und geht von einer zukünftigen Einspeisung aus regenerativen Energien von 120 TWh in 2020 und 150 TWh in 2030 aus.
- Das Alternativ-Szenario erreicht bereits in 2020 ein Niveau von 150 TWh aus EE, das bis 2030 noch auf 220 TWh anwächst.
- In beiden Szenarien spielt die Windenergie eine wesentliche Rolle. Im Alternativ-Szenario ist zudem der Einsatz von Biomasse stärker ausgeprägt.
- Weiterhin wird die Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung unterschiedlich betrachtet. Das Referenz-Szenario berücksichtigt die Wirkungen des KWK-G aus dem Jahr 2003, was in den Ergebnissen die Kapazität auf etwa 13 GW begrenzt. Dagegen unterstellt das Alternativ-Szenario eine Weiterführung der KWK-Förderung über 2010 hinaus, was sich in den Ergebnissen der Simulationen in installierten KWK-Leistungen von 11 GW in 2020 und über 20 GW in 2030 niederschlägt.

Beide Szenarien wurden mit dem Investitionsmodell ELIAS gerechnet, um das Investitionskalkül der Investoren in Abhängigkeit von wirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen abzubilden.

Entsprechend dem Vorrang erneuerbarer Energien sowie der Energieeffizienz wurde der übrige Kraftwerkspark aus Investitionssicht ebenfalls mit ELIAS entwickelt. Dabei unterstellt das Referenzszenario weiterhin eine kostenlose Zuteilung von Emissionsberechtigungen auf Basis eines brennstoffdifferenzierten Benchmarks. Für zukünftige Perioden wird ein Erfüllungsfaktor von 0,85 unterstellt. Im Alternativszenario werden die Emissionszertifikate ab 2013 vollständig auktioniert, was sich entsprechend auf die Investitionsentscheidungen auswirkt.

Darüber hinaus wurden folgende Annahmen getroffen:

- Die zeitliche Verfügbarkeit von EE (Wind, PV) entspricht denjenigen des Jahres 2006.
- Die Produktion von Strom aus Offshore-WEA wurde mit Hilfe einer Simulation des Windparks Borkum West hochgerechnet.
- Strom aus Windkraft, Wasserkraft und PV werden aufgrund ihrer geringen kurzfristigen Grenzkosten immer eingesetzt, wenn sie verfügbar sind.
- Für Biomasseanlagen wird eine Vergütung nach EEG derart umgestellt, dass die Anlagen vorrangig eingesetzt werden.
- KWK-Anlagen erhalten eine Wärmegutschrift auf die spezifischen variablen Kosten der Stromproduktion in Höhe des 1,3-fachen der spezifischen Brennstoffkosten.

Wie die Szenarien zeigen, könnten sich bei den zugrunde gelegten Bedingungen Investitionen in Kraftwerke mit hohen Kapitalkosten unter der Maßgabe einer hohen Betriebsstundenzahl in einem veränderten Energiesystem als wenig belastbar erweisen. Insbesondere, wenn die Auslastung auf Grund der Preisgestaltung an der Börse rückläufig ist und die erzielten Erlöse keine Reinvestition in neue Kraftwerke ermöglichen. Die Erlöse müssten tendenziell höher als die Grenzkosten ausfallen und auch die Fixkosten mit abdecken.

Die Simulation auf Basis dieser Szenarien und der Annahme eines Zinses von 12% und einer Lebensdauer von 25 Jahren hat ergeben, dass lediglich GuD-Kraftwerke zukünftig ihre Fixkosten decken könnten. Braun- und Steinkohlekraftwerke könnten bestenfalls etwa die Hälfte ihrer Fixkosten decken.

Denn die mit ELIAS durchgeführten Wirtschaftlichkeitsberechnungen aus Investorsicht zeigen insbesondere für neue große Kohlekraftwerke, die als Ersatz für die AKWs die Grundlast bedienen sollen, dass sie bei Verfolgung der Klimaschutzziele die für die Wirtschaftlichkeit benötigte Volllaststundenzahl nicht erreichen können. Steinkohlekraftwerke erreichen im Alternativszenario im Durchschnitt knapp 4.700 h/a in 2010 und sinken bis 2030 auf rund 4.400 h/a ab. Um jedoch wirtschaftlich arbeiten zu können, benötigen die Kohlekraftwerke nach ELIAS eine Mindestvolllaststundenzahl von rund 5.500 h/a (bei einer installierten Leistung von 750 MWel).

Nachfolgend sind die für die Wirtschaftlichkeit benötigten Mindestvolllaststunden für die einzelnen Kraftwerkstypen dargestellt:

Tabelle 4-3: Modell-Annahmen für die Auslastung von neuen Kraftwerken aus Investorsicht (Matthes 2007)

Kraftwerkstyp	Volllaststunden pro Jahr		
	Grundlast	Mittellast	Spitzenlast
Steinkohle	5.482	3.965	-
Braunkohle	6.758	-	-
Gas	4.672	3.800	1.374
Sonstige	-	1.158	-

Daraus ergibt sich, dass die energiepolitischen Rahmenbedingungen – insbesondere die Verfolgung der Ausbauziele für erneuerbare Energien und KWK sowie die Einhaltung der Effizienzziele - eine wesentliche Rolle bei den Investitionsentscheidungen für den Kraftwerkszubaubedarf spielen müssen, um die Risiken von Fehlinvestitionen zu minimieren.

Unter diesen Voraussetzungen ergibt sich folgende Verteilung der Stromproduktion:

Tabelle 4-4: Aufteilung der Stromproduktion nach Brennstoffen in den Szenarien 2005-2030 (Matthes 2007)

	2005	Referenz-Szenario			Alternativ-Szenario		
		2010	2020	2030	2010	2020	2030
TWh							
Braunkohle	142	154	162	167	132	84	28
Erdgas	61	38	109	115	56	146	177
Steinkohle	124	139	133	121	132	98	50
Kernenergie	155	154	34	0	154	33	0
Biogase	6	7	9	10	10	16	20
Feste Biomasse	5	11	11	12	12	16	23
Wind, onshore	27	39	43	46	38	42	43
Wind, offshore	0	1	21	40	2	34	82
PV	1	3	4	5	3	8	10
Wasser (ohne PSW)	20	19	20	20	19	20	20
Geothermie	0	0	1	5	0	3	9
Hochofengas	14	9	9	9	9	9	9
Sonstiges	22	5	9	14	5	10	17
Summe	575	580	566	563	572	520	490
Anmerkungen: Für 2005 Ist-Daten, für 2010 bis 2030 Modelldaten							

Der unterschiedliche CO₂-Preis in den beiden Szenarien führt dazu, dass Braun- und Steinkohle-Kraftwerke im Referenzszenario dominieren. Dagegen werden sie im Alternativszenario durch Erdgas verdrängt. In beiden Szenarien verlängert sich die im Investitionsmodell unterstellte jährliche Volllaststundenanzahl bei den dominierenden Erzeugern.

Der Anteil der erneuerbaren Energien steigt in beiden Szenarien wie zu erwarten an, insbesondere bedingt durch eine zugrunde gelegte stetige Förderung.

Entsprechend der Entwicklung des Kraftwerksparks in den Szenarien ergeben sich unterschiedliche Auswirkungen auf die Spotmarktpreise in 2020 und 2030.

Tabelle 4-5: Entwicklung des Spotmarktpreises für Strom in den Szenarien (in Euro je Megawattstunde) (Matthes 2007)

	2005	Standard-Varianten			Sensitivitäten	
		2010	2020	2030	2030 SK+	2030 CO ₂ -
€ (2000)/MWh						
Ausgangsnivea	45					
Referenz-Szenario		42	41	47	49	
Alternativ-Szenario		49	43	57		50

Der verstärkte Einsatz von erneuerbaren Energien führt zu einer Verschiebung der Merit-Order im Referenzszenario. Kraftwerke mit hohen Grenzkosten (z.B. Gasturbinen) werden durch neue Kraftwerke mit niedrigeren Grenzkosten – hier insbesondere Kohlekraftwerke - verdrängt.

Dagegen sorgen die hohen Emissionskosten im Alternativ-Szenario für einen Rückgang der Kohlekraftwerke und einen Zubau von Gaskraftwerken. Entsprechend wird der Grenzkostenpreis der Gaskraftwerke zum

Leitpreis an der Strombörse. Der hohe Anteil erneuerbarer Energien und der Vorrang von KWK-Anlagen begrenzen jedoch den Anstieg des Spot-Marktpreises.

Trotz des Zubaus von erneuerbaren Energien und KWK-Stromerzeugung bleiben entsprechend den Ergebnissen dieser Szenarien Investitionen in reine Kondensationskraftwerke von Bedeutung. Je nachdem, wie das EU-Emissionshandelssystem weiterentwickelt wird und inwiefern weiterhin die Zuteilung (kostenlos und nach Bedarf oder in Form einer 100%igen Auktionierung) erfolgt, werden sich die Anteile von Kohle- und Gaskraftwerken aus rein ökonomischer Sicht verschieben.

4.2.6 Gegenüberstellung der Kraftwerkspark-Szenarien

Die nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick über die Entwicklungstendenzen der Stromerzeugung und Erzeugungsquellen der zuvor aufgezeigten Szenarien.

Aufgrund der teilweise vielen Variationen wurden diejenigen Szenarien ausgewählt, die mit den derzeitigen Zielen der Bundesregierung weitestgehend übereinstimmen.

Die Szenarien haben unterschiedliche Voraussetzungen, nach denen sie entwickelt wurden. Das BMU-Leitszenario 2006 sowie das Szenario I des VDEW enthalten in 2030 einen sehr hohen Anteil an Stromerzeugung aus Erdgas und erneuerbaren Energien und sind zur Einhaltung der Ziele des Europäischen Rates hin ausgelegt. McKinsey, EWI/Prognos und WWF haben in ihren Szenarien dagegen einen hohen Anteil an wirtschaftlichen Orientierungen (unter gesetzten Rahmenbedingungen) enthalten.

Insbesondere die Studie von McKinsey begrenzt über die Jahre die Stromerzeugung aufgrund der zurückgehenden Nachfrage am weitestgehenden, beruhend auf Effizienzverbesserungen.

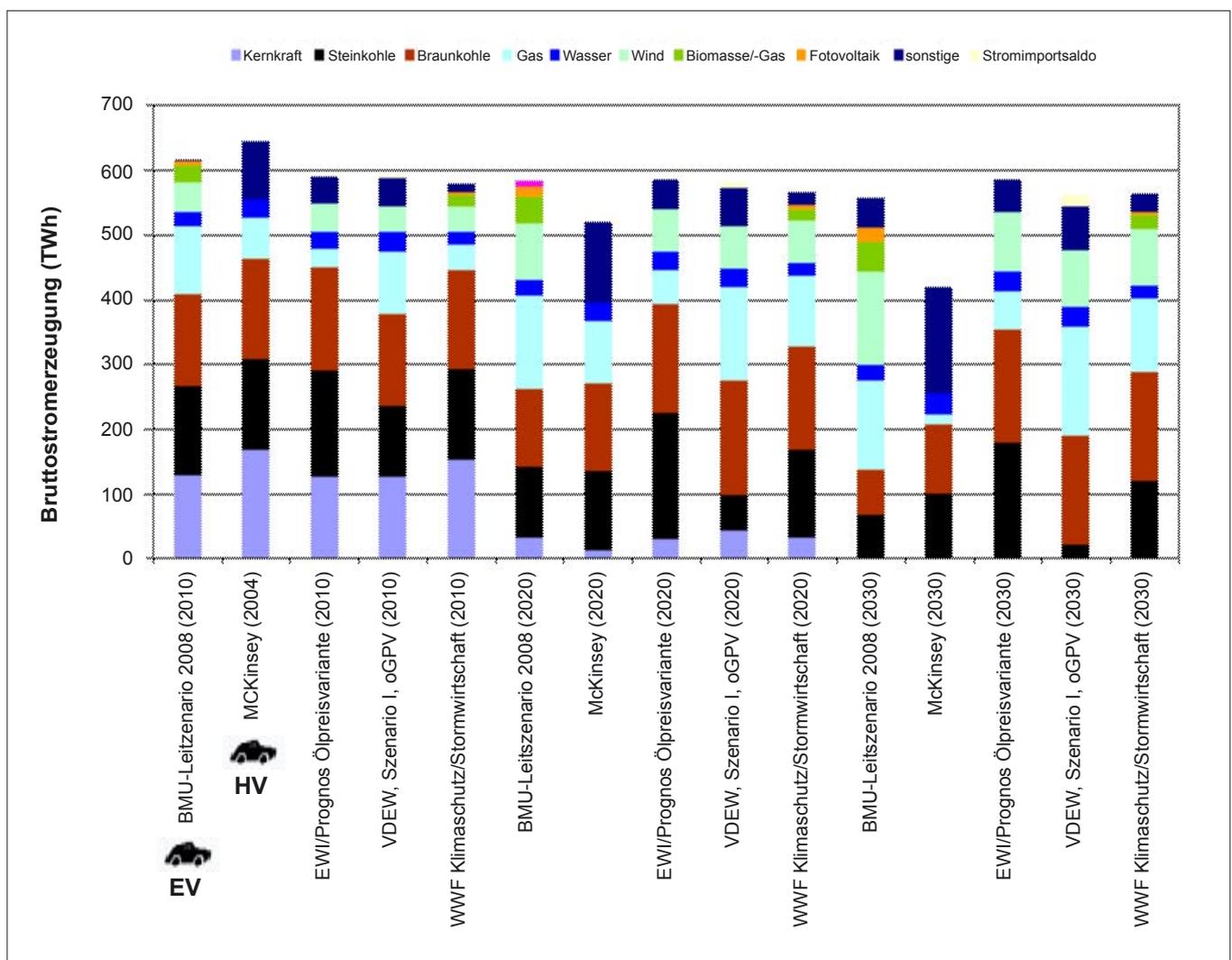


Abbildung 4-4: Gegenüberstellung der Kraftwerksparkentwicklung in verschiedenen Szenarien für die Jahre 2010, 2020 und 2030

4.3 Auflistung und Bewertung von Stromerzeugungsanlagen und -speichern

4.3.1 Stromerzeugungsanlagen im deutschen Kraftwerkspark

Die Grund- und Mittellast des deutschen Kraftwerksparks ist stark von Braun- und Steinkohle sowie zunehmend von Erdgas geprägt. Auch die Kernenergie hat einen hohen Anteil, durch den geplanten Ausstieg sind technologische Entwicklungen in diesem Sektor hier jedoch nicht von Belang.

Um einen Überblick über den Kraftwerkspark zu gelangen, stellt nachfolgende Abbildung 4-5 die Entwicklung des Kraftwerksparks bezogen auf die anteilige Stromerzeugung nach Brennstoffen dar.

Ein Teil der Kraftwerke muss bis 2020 ersetzt werden, man geht hier von rund 40 GW an elektrischer Leistung aus. Tendenziell werden dies Kohle-Kraftwerke und zum Teil auch Gas- und Dampf-Kraftwerke (GuD) sein. Tabelle 4-6 zeigt den Wirkungsgrad moderner Kraftwerke (Optimalfall) sowie den Bundesdurchschnitt und die durchschnittlichen CO₂-Emissionen bezogen auf den Brennstoff für das Jahr 2005.

Tabelle 4-6: Wirkungsgrade, Brennstoffausnutzungsgrade und CO₂-Emissionen von deutschen Kraftwerken (UBA 2007)

	Braunkohle	Steinkohle	Gas
Wirkungsgrad moderner Kraftwerke	45%	48%	40%
Durchschnittlicher Brennstoffausnutzungsgrad bezogen auf die Bruttostromerzeugung in D (2005)	37%	41%	40%
Durchschnittlicher Brennstoffausnutzungsgrad bezogen auf den Stromverbrauch in D (2002)	33%	36%	36%
CO ₂ -Emissionen bezogen auf den Stromverbrauch (2005) (gr/kWh)	1.092	824	505
Strommix (gr/kWh)	590		

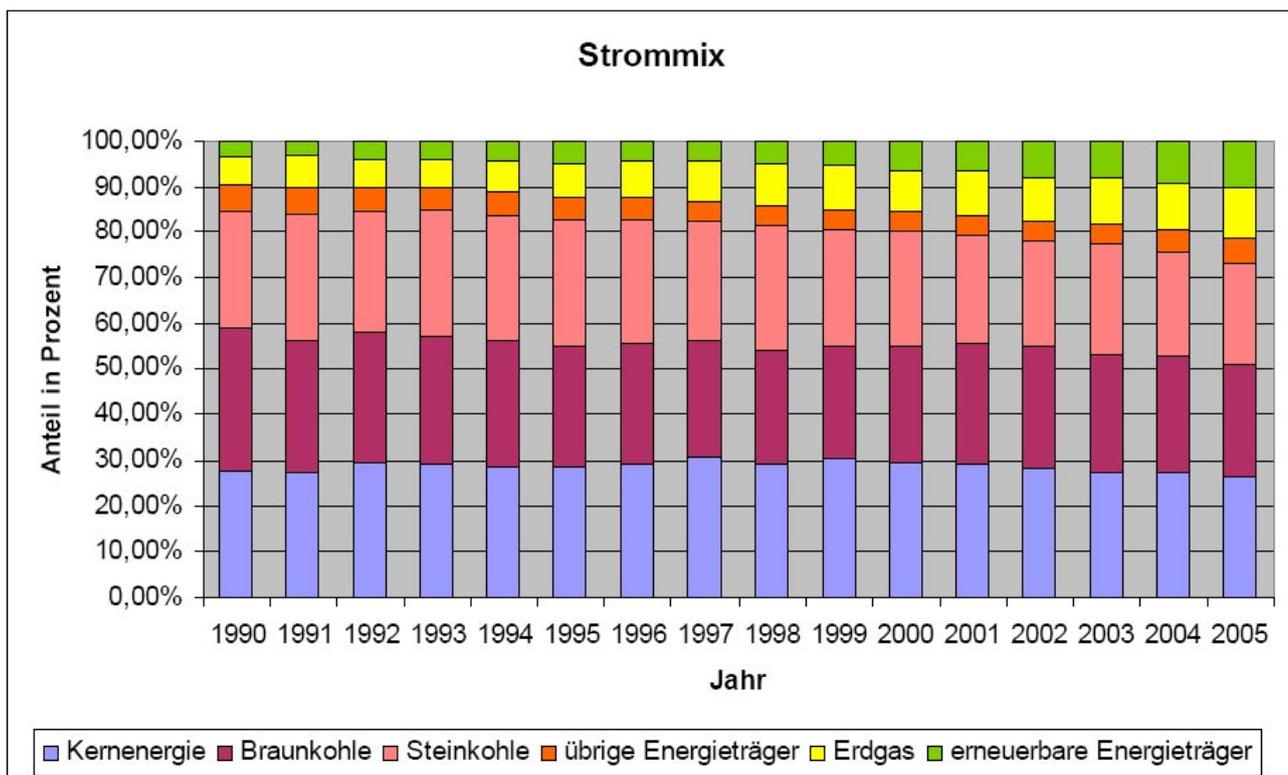


Abbildung 4-5: Anteil der Energieträger an der Bruttostromerzeugung – „Deutscher Strommix“ (UBA 2007)

4.3.2 Speichertechniken

Mit steigender Zahl dezentraler Erzeuger und fluktuierender Einspeiser steht das Übertragungsnetz neuen Herausforderungen gegenüber. Insbesondere klimatisch bedingte Einspeisung durch Wind- und Fotovoltaikanlagen stellt für die Netzbetreiber ein Problem dar, als dass die Netze im Falle hoher Einspeisung bis an die Kapazitätsgrenze ausgelastet sind. Ein plötzlicher Abfall der Erzeugung muss hingegen durch Regelenergie ausgeglichen werden, um Spannungs- und Frequenzabsenkungen zu vermeiden. Mit weiterem Ausbau klimabhängiger Stromerzeuger wächst folglich der Bedarf an Regelenergie an. Diese Ausgleichsenergie wird derzeit hauptsächlich durch Gasturbinen und Pumpspeicherkraftwerke aufgebracht, doch bieten sich immer mehr alternative Speicherkonzepte an, die nachfolgend kurz beschrieben werden. Neben der Speicherung bietet ein ausgefeiltes Lastmanagement eine weitere Option mit enormen Potenzialen (WindGuard 2008), auf das ebenfalls eingegangen wird.

Die Speicherung elektrischer Energie dient dazu, dem Netz überschüssige Energie zu entnehmen und in Zeiten des Bedarfs, z.B. bei schwacher Einspeisung oder als Ausgleichsenergie für kurzfristige hohe Nachfragen wieder zuzuführen. Das Speichern kann dabei direkt oder durch Umwandlung erfolgen:

Zur Verwendung von thermischer Speicherung elektrischer Energie bestehen kaum Ansätze, so dass nachfolgend nicht weiter darauf eingegangen wird. Die Speicherung in Form mechanischer Energie gehört im Netzbereich dagegen zu den häufigsten Anwendungen. Chemisch gebunden in Akkumulatoren oder Wasserstoff stellt eine weitere Möglichkeit der Speicherung dar. Aber auch die direkte Speicherung von Elektrizität in Kondensatoren und supraleitenden Magnetspeichern ist möglich.

Der Einsatz der Speicher ist dabei vom Zweck abhängig. Hierbei entscheiden unter anderem Leistungsbedarf, Reaktionszeit und Verfügbarkeitsdauer über die Wahl der Speichertechnik. Während Pump- und Druckspeicherkraftwerke große Energiemengen aufnehmen und über längere Zeit bereitstellen können, dienen Kondensatoren und Schwungradspeicher als kurzfristige schnell verfügbare Leistungsreserve über kurze Zeit.

Pumpspeicherkraftwerke: Mittels des „überschüssigen“ Stroms befördert eine Pumpturbine Wasser aus einem tiefer gelegenen Reservoir in ein höher gelagertes Becken. Zu Zeiten des Strombedarfs wird die potentielle Energie des höher gelagerten Wasser ausgenutzt, indem dieses durch eine Turbine wieder in das unter Becken abgelassen wird. Diese Technik zeichnet

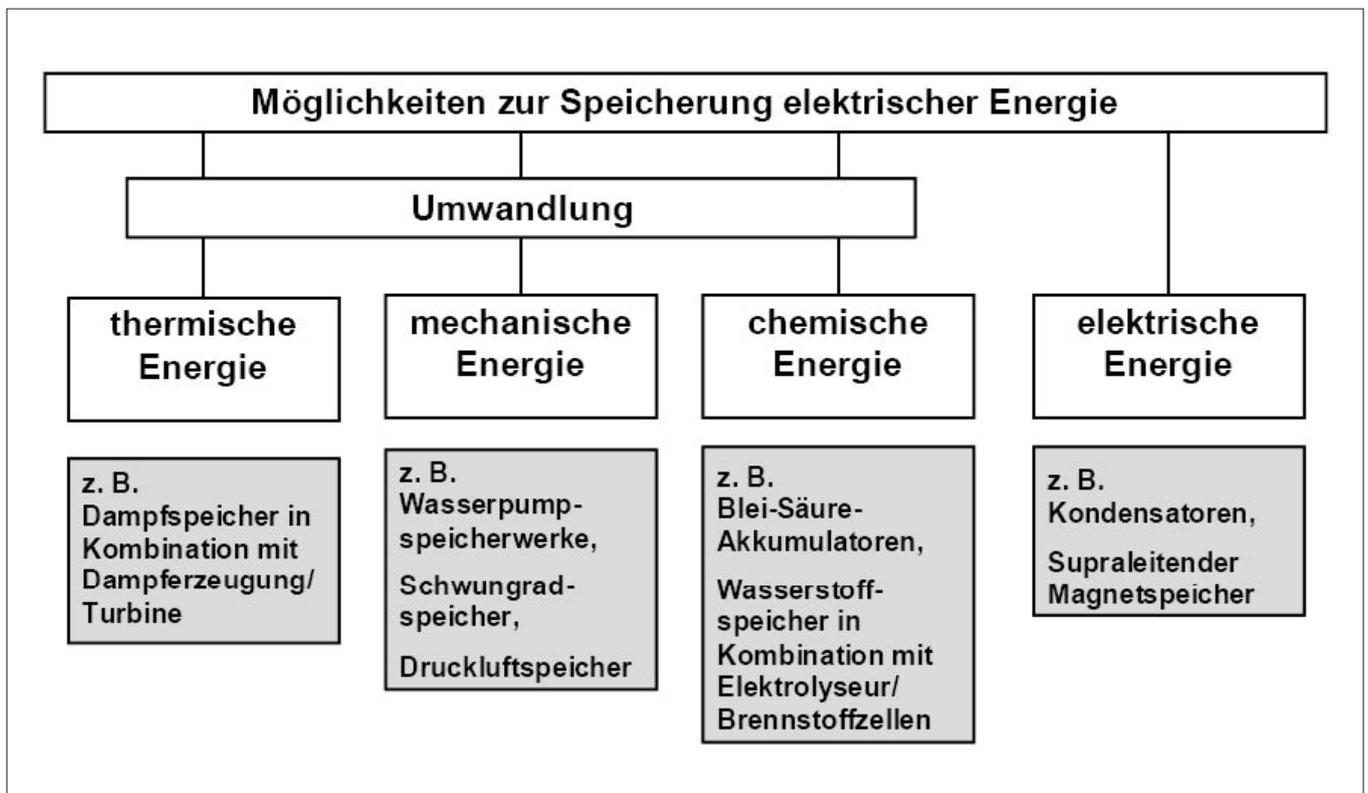


Abbildung 4-6: Möglichkeiten der Speicherung von elektrischer Energie (WindGuard 2008)

sich durch schnelle Reaktionszeit, lange Laufzeit und hoher Leistung aus. Der Wirkungsgrad der Prozesskette beträgt etwa 75%. (WindGuard 2008)

Druckluftspeicher: Mechanische Energie wird dazu verwendet, ein gasförmiges Medium unter hohem Druck zu komprimieren. Neben Aquiferen und porösen Gesteinsformationen eignen sich vor allem große Kavernen in unterirdischen Salzstöcken. Durch Auslassen der gepressten Luft durch eine Entspannungsturbine können rund 50% der eingesetzten Energie wiedergewonnen werden. Eine wesentliche Ursache für den schlechten Wirkungsgrad ist, dass die bei der Kompression erhitzte Luft vor Einlagerung abgekühlt werden muss. Die durch die Expansion auftretende Abkühlung wiederum muss durch Erdgas ausgeglichen werden. Zukünftige adiabate Speicherkraftwerke sollen durch Zwischenspeicherung der beim Einbringen in die Taverne entnommene Wärmeenergie und Abgabe dieser beim Ausströmen der Luft ohne fossile Brennstoffe auskommen können. (Bine 2007)

Schwungmasse: Sie können Elektrizität in kinetische Energie speichern. Eine rotierende Masse kann bei heutiger Technik sowohl im Millisekundenbereich Strom aufnehmen, wie auch abgeben. Dabei ist das Energiespeichervermögen von der Drehzahl und weniger von der Masse abhängig, weshalb heute faserverstärkte Kunststoffe verwendet werden. Schwungmassenspeicher haben keine so hohe Speicherdichte wie Akkumulatoren, können dafür aber in kürzester Zeit viel Energie abgeben. Sie werden daher dort eingesetzt, wo in kurzer Zeit viel Leistung gespeichert oder zur Verfügung stehen soll. Weiterhin besitzen sie eine hohe Lebensdauer und können bis zu einer Millionen Mal aktiviert werden. Die Energieeffizienz liegt je nach Schwungrad zwischen 85 bis 95%, die aber durch hohe Stand-By-Verluste und schneller Selbstentladung erkauft werden, was diese Technik insgesamt teuer macht. Je nach Einsatz können Schwungmassenspeicher aber durchaus wirtschaftlich sein. (Bine 2003)

Batterie/Akkumulator: Sie sind elektrochemische Energiespeicher, die bei Entladung die gespeicherte chemische Energie durch die elektrochemische Redoxreaktion in elektrische Energie gewandelt. Bei Akkumulatoren wird sowohl beim Aufladen und Entladen Wärme freigegeben, wodurch ein Teil der zum Aufladen aufgewandten Energie verloren geht.

Akkumulatoren kommen bisher hauptsächlich dort zur Anwendung, wo ein zeitweise oder gänzlich netzunab-

hängiger Betrieb von elektrischen und elektronischen Geräten erforderlich oder gewünscht ist. Wegen der geringen Maximalleistung und Lebensdauer fanden sie bisher kaum Anwendung bei der Stromnetzunterstützung, abgesehen von sogenannten Redox-Flow-Batterien, die mit einer beliebig dimensionierbaren Speicherkapazität und hoher Zyklenzahl bereits zur Pufferung verwendet werden. (WindGuard 2008)

Neue Entwicklungen im Bereich der Lithium-Ionen-Batterien versprechen durch ihre hohe Energiedichte neue Anwendungsfelder.

Wasserstoff: Eine weitere Möglichkeit der chemischen Speicherung stellt die Umwandlung von Elektrizität mittels Elektrolyseur in Wasserstoff dar. Dabei wird Wasser an Kathode und Anode in Wasserstoff und Sauerstoff aufgespalten und der Wasserstoff abgezogen und gespeichert. Dieser kann bei Bedarf über eine Brennstoffzelle oder Verbrennungsmotor wieder in Strom umgewandelt werden.

Doch selbst unter optimistischen Annahmen verbrauchen Elektrolyse, Einspeicherung, Lagerung, Ausspeicherung und Synthese soviel Energie, dass sich der Gesamtwirkungsgrad gerade mal auf 30% beläuft. (WindGuard 2008)

Supraleitende Magnetspeicher: Hierbei wird die elektrische Energie in magnetischen Feldern besonders verlustarm „eingelagert“. Nach Aufladung der Spule und deren Abtrennung vom Netz herrscht in der Spule ein supraleitender Kurzschluss, womit nur thermische Verluste entstehen. Bei der Speicherfähigkeit sind bis zu 5.000 MWh denkbar. Kleinere Systeme liegen im Bereich von 0,3 bis 3 kWh, die mit einer Leistung von etwa 10 MW bereitgestellt werden können. Ihre Anwendung liegt daher eher im Bereich der Spannungs- und Frequenzhaltung, also in der Bereitstellung von Strom für sehr kurze Zeiträume, als bei der Energiespeicherung. (WindGuard 2008)

Kondensatoren: sind passive elektrische Bauelemente mit der Fähigkeit, elektrische Ladungen zu speichern. Zumeist bestehen sie aus zwei elektrisch leitenden Flächen, die sich im geringen Abstand zueinander befinden, getrennt durch eine Isolationsschicht, im einfachsten Fall Luft.

Kondensatoren können Leistung nur für sehr kurze Zeit bereitstellen, meist im Millisekundenbereich. Auch sind nur kleine Leistungen speicherbar.

Fazit:

Zur Unterstützung von Transport- und Verteilungsnetz selbst sind Speicher mit hohen Leistungen und mitunter schnellen Reaktionszeiten notwendig. Pumpwasserspeicher haben hier eine lange Tradition. Auch Druckluftspeicher können bei der derzeitigen Preisentwicklung auf dem Strommarkt wieder von Interesse werden. Bereits Ende der 1970er Jahre wurde ein solches Kraftwerk im niedersächsischen Huntorf gebaut, ausgelegt für einen Turbinen-Betrieb mit 290 MW über 2 h (BINE 2007). Bisher ist es das einzige Druckluftkraftwerk in Deutschland. Akkumulatoren können einen weiteren interessanten Speicher darstellen, der sich vor allem lokal positionieren lässt, um Netzschwankungen im Verteilnetz auszugleichen. Für die direkte Pufferung fluktuierender Einspeisung sind sie derzeit aber noch unwirtschaftlich.

Die übrigen Speichertechniken sind auf Grund ihrer kurzen Verfügbarkeitsdauer oder hohen Verlusten für die Netzstabilisierung uninteressant und finden daher auch eher lokal begrenzt Anwendung.

4.3.3 Lastmanagement

Unter Lastmanagement ist das gezielte Aufnehmen und Abwerfen von Last, sowohl auf Erzeuger- wie auch auf Verbraucherseite, zu verstehen. Es dient in erster Linie der Erhaltung der Netzstabilität. Darüber hinaus dient Lastmanagement der Elektrizitätswirtschaft dazu, die Nachfrageseite, zum Beispiel durch zeitvariable Tarife und steuerbare Nachtspeicherheizungen, in ihrem Verbraucherverhalten derart zu beeinflussen, damit eine möglichst gleichmäßige Auslastung der Kraftwerke erreicht werden kann.

Die Möglichkeiten des Einsatzes von Lastmanagement lassen sich wie folgt gliedern:

- Anwendungen mit speicherndem Charakter: dabei werden elektrische Anwendungen zeitversetzt in Betrieb genommen bzw. außer Betrieb gesetzt, um Lastspitzen und Lasttäler auszugleichen. Hierbei handelt es sich um Anwendungen mit speichernden Eigenschaften wie Kühllhäuser, Raum- und Prozesswärmeanwendungen sowie Anwendungen mit Bedarf an Druck oder kinetischer Energie, beispielsweise Kompressoren. Die Steuerung erfolgt

zum Beispiel mittels der sogenannten Rundsteuerung durch den Netzbetreiber über das Stromnetz. Der Einsatz erfolgt bei mittelfristigen Schwankungen. Zum Beispiel können diese Speicher derart gesteuert werden, dass sie Erzeugungslasten fluktuierender Einspeiser aufnehmen.

- Zeitlich verschiebbare Anwendungen: Darunter sind Anwendungen zu verstehen, deren Benutzung nicht zeitlich gebunden ist. Das Potenzial an verschiebbarer Leistung ist dementsprechend im Haushalt zu finden. Hierzu gehören Waschen, Trocknen und Geschirrspülen. Mittels zeitvariablen Tarifen kann hier eine permanente Umsteuerung durch Anreize erfolgen.
- Abschaltbare Anwendungen / verzichtbare Anwendungen: Hierbei wird eine Anwendung bestimmter Leistung in ihrem Verbrauch reduziert bzw. vom Netz genommen. Bei Inbetriebsetzung wird die elektrische Leistung durch die Anwendung nicht nachgefordert, wie es bei speichernden Anwendungen der Fall wäre. Beispiele wären das Dimmen von Licht oder das Abschalten von Medien wie Fernseher und Stereoanlage, statt sie im Stand-By-Betrieb zu halten.

Lastmanagement kann also auf bestehende „Speicher“ zurückgreifen, Nachfrage verschieben oder gar reduzieren. Bei dieser Art von Lastmanagement kann auf eine Installation von Speichern verzichtet werden. Lediglich die Zustimmung der Verbraucher ist sicherzustellen und die Steuerungstechnik zu installieren. Somit bietet Lastmanagement eine interessante und unter Umständen kosteneffiziente Möglichkeit zum Ausgleich der Lasten im Netz.

5 Spezifikation der klimapolitischen und stromwirtschaftlichen Aspekte einer ehrgeizigen Markteinführung von Elektroautos

5.1 Vorbemerkungen

Mit einer massiven Ausweitung der netz-elektrischen Mobilität, d.h. vor allem einer Ausdehnung der bisher verfolgten Ansätze (elektrisch betriebene Verkehrsmittel im öffentlichen Verkehr) auf den Individualverkehr, ergeben sich eine Reihe komplexer Fragestellungen:

- Welche Auswirkungen hat das Vordringen netz-elektrischer Antriebe auf die CO₂-Emissionen im Gesamtsystem?
- Wie groß ist der zusätzliche Bedarf an Strombereitstellung aus dem Stromversorgungssystem?
- Welche Veränderungen ergeben sich im Stromversorgungssystem in Bezug auf Kraftwerkskapazitäten und Leitungen und werden sich Veränderungen in Bezug auf den klimapolitisch notwendigen Umbau des Stromversorgungssystems ergeben?

Eine singular auf die Bewertung von Einzeltechnologien ausgerichtete Analyse (mit teilweise erheblichem Aufwand für Prozesskettenbilanzierung) und eine hoch aggregierte energiewirtschaftliche Einordnungsdiskussion (die sich vor allem auf die Effekte für den Stromverbrauch konzentriert) führen dabei nur begrenzt zu belastbaren Ergebnissen.

Für eine fundierte Bewertung und die Einordnung energie- und klimapolitischer Strategien ist sowohl die Bewertung und zeitliche Verortung der in Frage kommenden Anwendungsgebiete als auch die integrierte Bewertung der technischen und regulatorischen Systeme notwendig. Mit Blick auf das Stromversorgungssystem ist eine differenzierte Analyse und Bewertung für die Nachfrage nach Strom und die Konsequenzen für den Leistungsbedarf und den Lastgang im deutschen Stromversorgungssystem notwendig.

In den folgenden Abschnitten wird versucht, auf der Grundlage exemplarischer Marktdurchdringungsszenarien für netz-elektrische Antriebe im Pkw-Bereich Abschätzungen für die stromwirtschaftlichen Effekte in Bezug auf Stromerzeugung und Leistung sowie die stromwirtschaftliche Integration bzw. das Last- und Lademanagement zumindest modellhaft zu beschreiben sowie die erzielbaren Emissionsminderungseffekte im energiewirtschaftlichen und im regulatorischen Umfeld abzuschätzen.

5.2 Klimapolitisch und elektrizitäts-wirtschaftlich relevantes Marktpotenzial

Mit Einführung des Prius von Toyota ist das Interesse an der Hybrid-Technik weltweit angestiegen und die Automobilindustrie verstärkt in die Forschung eingetreten. Dabei gibt es unterschiedliche Aussagen über den Stand der Entwicklungen. Während in Japan und USA Voll-Hybriden bereits eingeführt sind, tüftelt man in Europa noch an der Technik, wobei hier Mittel-Hybriden eine größere Chance eingeräumt wird. Entsprechend fallen auch die Aussagen der Markteinführung unterschiedlich aus:

Der DGS, Bündnis 90/Die Grünen und E.on gehen in ihrer Studie von etwa 1 Mio. Plug-In-Hybridfahrzeugen bis 2020 aus. Rechnet man die Angaben des BEE zur Entwicklung der Kraftstoffe um in eine Fahrzeuganzahl, so würden demnach bis 2020 etwa 4 Mio. Fahrzeuge Strom aus erneuerbaren Energien tanken.

Die deutschen und europäischen Automobilbauer geben hierzu kaum Zahlen an, zumal tendenziell auch eher Mittel-Hybride entwickelt werden, die ohne das Stromnetz auskommen werden, da der Elektromotor den Verbrennungsmotor lediglich unterstützen, nicht aber ersetzen soll. Nach Einschätzung von Volkswagen wird die Gesamtanzahl von Hybrid-Fahrzeugen (inkl. Mittel-Hybride) in Europa bis 2025 etwa 3% an den Antriebssystemen innehaben. Für Deutschland wären dies – ausgehend von den heute zugelassenen Pkw – rund 1,3 Mio. Fahrzeuge mit verschiedenen Hybrid-Techniken. Der Großteil der Meinungen geht jedoch von bis zu 1 Mio. Elektrofahrzeugen bzw. Plug-In-Hybriden aus.

Dagegen zielt Toyota – die etwa sechs Jahre Entwicklungsvorsprung vor europäischen Automobilherstellern haben - bis 2010 den Absatz von Hybridfahrzeugen (inkl. der Marke Lexus) auf etwa 1 Mio. Fahrzeuge pro Jahr auszuweiten. Der Sprung von den derzeit über 200.000 abgesetzten Hybridfahrzeugen pro Jahr soll durch den in 2010 auf den Markt kommende Plug-In-Hybrid erfolgen.

Derzeit sind alle Plug-In-Hybridfahrzeuge noch in der Entwicklung und ein umfassender Markteinstieg könnte erst in der kommenden Dekade erwartet werden.

Sowohl für die elektrizitätswirtschaftlichen als auch die klimapolitischen Effekte der Elektromobilität ist jedoch eine Fokussierung auf Plug-In-Hybridfahrzeuge (heutiger technischer Stand), die nur einen geringen Anteil der Fahrleistung mit elektrischem Antrieb aus Netzstrom erzielen, nicht Erkenntnis leitend. Für den Teil der Fahrleistung, der zwar über den Elektromotor als Antrieb, aber letztlich über die fahrzeuginterne Stromerzeugung im Verbrennungsmotor realisiert wird, sind dabei die folgenden Aspekte zu beachten:

- Ein elektrizitätswirtschaftlicher Effekt entsteht bei dieser Art der „Eigenstromerzeugung“ nicht.
- Der Antrieb erfolgt zwar mit einem vergleichsweise effizienten Elektromotor, für die Stromerzeugung verbleibt aber der weniger effiziente Verbrennungsmotor als Umwandlungstechnologie. Zwar wird der Verbrennungsmotor für die Stromerzeugung im optimalen Lastbetrieb und damit mit optimalem Nutzungsgrad betrieben und durch die Zwischenspeicherung von Strom für bestimmte Verkehrsprofile können die Effizienzgewinne der Hybrid-Technologie erschlossen werden. Gleichzeitig entsteht aber durch die zusätzliche Antriebstechnik und Batterien etc. zusätzliches Fahrzeuggewicht, das zumindest einen Teil der Effizienzgewinne wieder kompensieren könnte. Die CO₂-Minderungseffekte blieben damit vergleichsweise gering, die notwendigen signifikanten Minderungsbeiträge müssten dann wiederum im Bereich des Treibstoffs erbracht werden.
- Wenn auch Plug-In-Hybridfahrzeuge betrachtet werden, die einen nennenswerten Teil der Fahrleistung über den netz-elektrischen Antrieb realisieren (diskutiert werden hier Reichweiten von 30 bis 100 km), so gelten die im Folgenden präsentierten Analysen entsprechend und ggf. anteilig.

Wenn also im Vergleich zu anderen modernen Antriebstechnologien signifikante Emissionsminderungsbeiträge erschlossen werden sollen, muss der Anteil der Fahrleistung, die über den Strombezug aus dem Netz bereitgestellt wird, deutlich größer sein als derjenige Teil, der der Stromerzeugung aus dem Verbrennungsmotor zuzurechnen ist.

Angesichts der bis auf weiteres durch die Batterietechnik begrenzten Reichweite von Elektrofahrzeugen ist es

sinnvoll, verschiedene Zeithorizonte zu unterscheiden:

- Für die nächste Dekade wird sich die mit Netzstrom erzielbare Reichweite der Fahrzeuge mit einer Batterieladung auf etwa 100 km beschränken.
- Längerfristig sind mit einer Batterieladung höhere Reichweiten, d.h. in der Größenordnung von 200 bis 300 Kilometer vorstellbar.

Letztlich werden damit die ggf. erzielbaren ökologischen Vorteile vor allem in bestimmten Fahrleistungsbereichen erzielt werden können.

Die verfügbaren statistischen Basisdaten zeigen, dass ein erheblicher Teil der Fahrleistung von Pkw in einem Bereich liegt, der zumindest prinzipiell und ggf. teilweise durch Elektrofahrzeuge mit Reichweiten von 100 bis 300 km abgedeckt werden könnte. Die EU-weite Copert-Datenbank (LAT/AUTH 2008) weist für alle Personenkraftwagen in Deutschland (ca. 45 Mio. PKW im Jahr 2005) folgende Struktur der Fahrleistung auf:

- etwa 27% der Fahrleistung (gemessen in Fahrzeugkilometern) ist Autobahnen und anderen Fernstraßen zuzurechnen, dies entspricht pro Personenkraftfahrzeug etwa 3.600 km jährlich (Stand 2005);
- etwa 44% der Fahrleistung erfolgt außerorts, dies entspricht einer durchschnittlichen Fahrleistung von etwa 5.200 km;
- etwa 29% der Fahrleistung ist dem innerörtlichen Verkehr zuzurechnen, dies entspricht einer Fahrleistung von ca. 3.400 km pro Fahrzeug.

Je nach Reichweite der Elektrofahrzeuge könnte damit – auf Grundlage der heutigen Daten – für den netz-elektrischen Antrieb ein Anteil von ca. 30% bis 50% der Pkw-Kilometer für dieses Fahrzeugsegment in Frage kommen.¹

Die Abbildung 5-1 zeigt den Verlauf der CO₂-Emissionen aus dem Straßenverkehr in Deutschland für den Zeitraum 1995 bis 2006. Die Übersicht verdeutlicht, dass bei seit der Jahrtausendwende leicht sinkenden Gesamtemissionen aus dem Verkehr der Anteil der CO₂-Emissionen aus dem Innerorts-Verkehr der Pkw leicht abnimmt und der Außerortsverkehr, und hierbei auch der Pkw-Verkehr auf Autobahnen steigende Tendenzen zeigt.

¹ Grundlage für diese grobe Schätzung ist die Annahme, dass innerörtliche Fahrten komplett und außerörtliche Fahrten (ohne Autobahnen) knapp zur Hälfte durch Elektrofahrzeuge abgedeckt werden könnten.

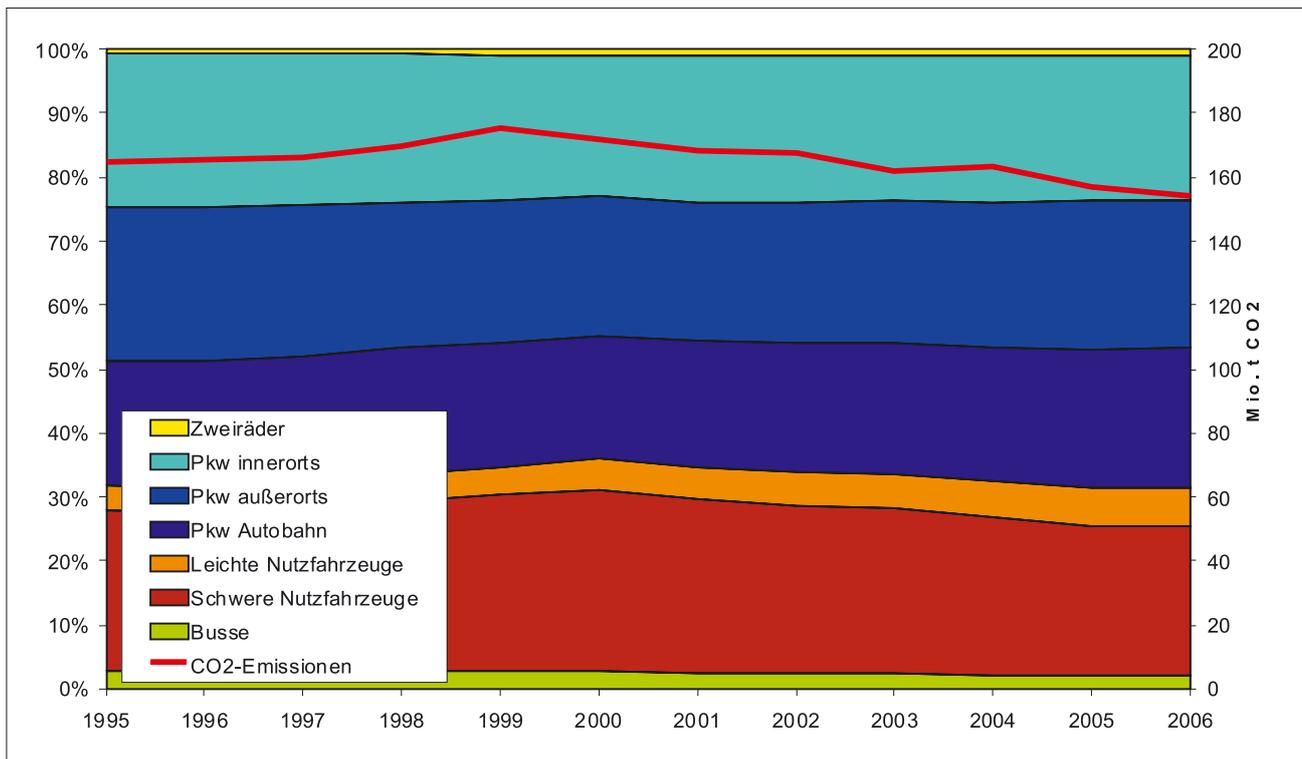


Abbildung 5-1: CO₂-Emissionen des Straßenverkehrs in Deutschland, absolut und Struktur nach Verkehrsträgern (Umweltbundesamt)

Unterstellt man ähnliche spezifische Verbrauchs-niveaus, etwa gleichlaufende Effizienzfortschritte und im Bereich des Innerortsverkehrs keinen überproportionalen Umstieg auf den öffentlichen Verkehr (dies sind konservative Annahmen), so verbleibt ein Anteil von ca. 25 bis 35% der CO₂-Emissionen aus dem gesamten Straßenverkehr, der von einer Neuausrichtung der Fahrzeugtechnik auf Elektrofahrzeuge beeinflusst werden könnte. Dies ist ein signifikanter Beitrag, es zeigt sich jedoch auch, dass auch für die verbleibenden CO₂-Emissionsanteile Lösungen gefunden werden müssen. Elektrofahrzeuge sind damit möglicherweise ein Lösungsansatz für die Minderung der CO₂-Emissionen aus dem Verkehr, für andere Segmente müssen jedoch andere Handlungsstrategien im Bereich der Kraftstoffe (neben den in jedem Fall notwendigen Verbesserungen der Antriebseffizienz) verfolgt werden.

Wiederum in grober Abschätzung werden für die nachfolgenden Analysen die folgenden Eckpunkte definiert:

- Bis zum Jahr 2020 gehen sehr ambitionierte Marktdurchdringungsszenarien davon aus, dass ca. 1 Millionen Fahrzeuge in Betrieb sein könnten, die den größten Teil ihrer Fahrleistung über Elektroantriebe realisieren, die durch Netzstrom gespeist werden (netz-elektrische Fahrleistung). Es wird davon ausgegangen, dass ca. 10.000 km pro Fahrzeug und Jahr mit netz-elektrischem Antrieb zurückgelegt werden. Diese netz-elektrische Fahr-

leistung von ca. 10 Mrd. km (dies ist die entscheidende Größe) ist wahrscheinlich der obere Rand der derzeit vorstellbaren Entwicklung.

- In einem weiteren Schritt und dann jenseits des Zeithorizonts 2020 könnte sich die Summe der entsprechenden Fahrzeuge verzehnfachen, so dass ca. 10 Millionen Fahrzeuge mit einer netz-elektrischen Fahrleistung von ca. 12.000 km betrieben würden. Es ergibt sich eine netz-elektrische Fahrleistung von ca. 120 Mrd. km.
- Vor dem Hintergrund der o.g. Überlegungen könnte eine weitere Verdoppelung der überwiegend netz-elektrisch betriebenen Fahrzeuge auf 20 Millionen Fahrzeuge, wiederum mit einer netz-elektrischen Fahrleistung von ca. 12.000 km, also eine netz-elektrische Fahrleistung von ca. 240 Mrd. km den oberen Rand der vorstellbaren Entwicklung beschreiben.

Es sei ausdrücklich darauf hingewiesen, dass diesen Eckwerten weder in Bezug auf die Fahrzeugzahlen noch hinsichtlich der netz-elektrischen Fahrleistungen detaillierte Einführungsszenarien zu Grunde liegen. Sie dienen ausschließlich der Illustration für die nachfolgenden Überlegungen zu den Wechselwirkungen zwischen einer ambitionierten Elektromobilitätsstrategie und der stromwirtschaftlichen Entwicklung. Für diesen Zweck bilden die genannten Eckwerte sicher die Bandbreite der vorstellbaren Entwicklungen ab.

5.3 CO₂-Minderungseffekte im realen Stromsystem

Die Einführung von Elektrofahrzeugen hat zweifelsohne für die örtliche Umweltentlastung hinsichtlich Luftschadstoffen und Lärm positive ökologische Effekte.

Mit Blick auf die Klimaeffekte ergibt sich eine kompliziertere Situation. Hier sind die in der gesamten Prozesskette auftretenden Treibhausgasemissionen entscheidend. Dabei entsteht bei herkömmlichen Antrieben der größte Anteil der Treibhausgasemissionen beim Betrieb des Fahrzeugs, bei netz-elektrischen Antrieben der größte Teil beim Betrieb des die Batterie speisenden Kraftwerks.

Abbildung 5-2 zeigt die CO₂-Emissionen verschiedener Fahrzeugantriebe (jeweils für Kompaktwagen) nach einem Vergleichsmodell, in das die Ergebnisse einer europäischen Studie zur Gesamtbilanzierung eingeflossen sind (JRC et al 2007).²

Ergänzt wird die Abbildung durch die Darstellung des Emissionsniveaus von heutigen Elektrofahrzeugen (teils techn. Angaben verschiedener Prototypen mit Verbräuchen von 12 bis 20 kWh/100 km) in Form eines Korridors. Hierbei werden heutige Emissionen des Kraftwerksparks (625 gCO₂/kWh dt Kraftwerkspark incl. Vorketten (CO₂-Äquivalent), Gemis) sowie zusätzliche Transportverluste (3%) und Ladeverluste (15%) unterstellt, so dass die Gesamtemissionen eines EV bei etwa 762 gCO₂ bezogen auf die verbrauchte Arbeit einer Kilowattstunde liegen. Mit steigendem Marktanteil und dem Zubaubedarf an Kraftwerken verschiebt sich jedoch der Korridor in Richtung des jeweils gültigen Grenzkraftwerks.

Die Übersicht verdeutlicht, dass klimapolitische Vorteile von Elektrofahrzeugen nur dann entstehen, wenn einerseits moderne Speichertechnologien zum Einsatz kommen und zweitens der Strom aus emissionsarmen Kraftwerken bereitgestellt werden kann. Elektrofahr-

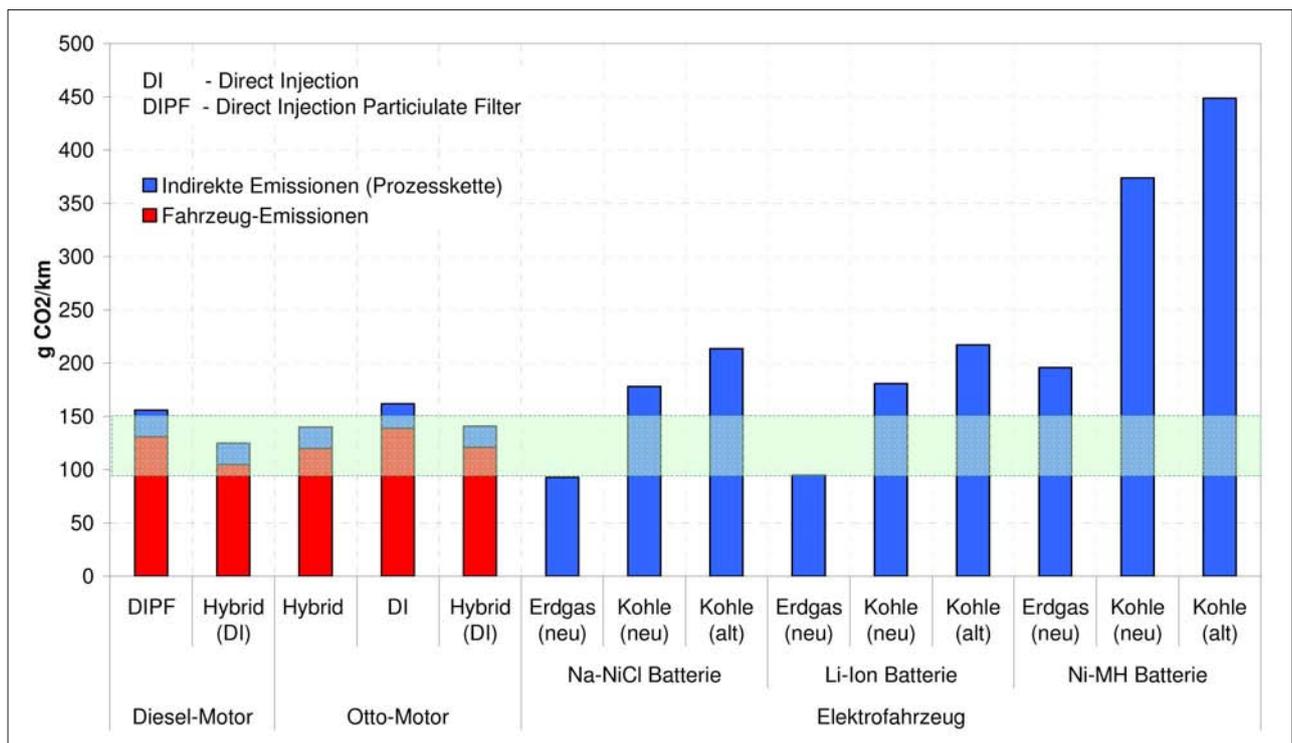


Abbildung 5-2: Spezifische Emissionen verschiedener Fahrzeugantriebe und Prozessketten der Energiebereitstellung sowie zum Vergleich die Emissionen (grüner Korridor) bei einer heutigen nicht ausschlaggebenden „Kleinflotte“ und heutigem Kraftwerksmix

² Das entsprechenden Berechnungsmodell ist im Internet zur freien Nutzung verfügbar: <http://www.daimler.com/dccom/0-5-920736-49-932626-1-0-0-925197-0-0-8-876574-0-0-0-0-0-0.html>. Die Emissionswerte für alte Kohlekraftwerke wurden über eine eigene Ergänzungsrechnung, eine proportionale Hochrechnung von 750 g CO₂/kWh auf 900 g CO₂/kWh ermittelt.

zeuge, die mit Netzstrom aus neuen Kohlekraftwerken betrieben werden, überschreiten die Emissionswerte von neuen Kompaktfahrzeugen mit effizienten Antrieben. Sofern die Stromversorgung der Elektrofahrzeuge aus älteren Kohlekraftwerken erfolgt, übersteigen die spezifischen Emissionen der Elektrofahrzeuge die der vergleichbaren Fahrzeuge mit modernen Otto- oder Dieselmotoren. Andererseits entstehen natürlich klare Klimavorteile der Elektrofahrzeuge, wenn CO₂-arme Stromerzeugungstechnologien (erneuerbare Energien, möglicherweise CCS-Kraftwerke) für die Netz-Stromversorgung der Elektrofahrzeuge verfügbar sind.

Die Frage der anrechenbaren Stromerzeugung entscheidet damit über die Frage, ob die Einführung von Elektrofahrzeugen eine Emissionsentlastung oder eine Emissionsbelastung zur Folge hat. Die Zuordnung von bestimmten Stromerzeugungstechnologien zu bestimmten Verbrauchern ist und bleibt stets spekulativer Natur, gerade auch wenn es um Projektionen in die Zukunft geht. Zumindest für den Ist-Zustand kann die Frage der

Zuordnung von Kraftwerken und (zusätzlichen) Verbrauchern jedoch analytisch eingegrenzt werden. Auf wettbewerblichen Strommärkten wird der Großhandelspreis durch die marginale Stromerzeugungseinheit bestimmt, also diejenige Erzeugungseinheit, die für die Bedarfsdeckung einer zusätzlichen Einheit Strom in Betrieb genommen wird. Wenn dieses Grenzkraftwerk identifiziert werden kann, kann so dem zusätzlichen Stromverbrauch eine bestimmte Kraftwerkskategorie zugeordnet werden.

Mit einem solchen Ansatz haben Matthes/Ziesing (2008) ein Erklärungsmodell präsentiert, das die derzeitigen Strompreisniveaus auf dem deutschen Großhandelsmarkt erklärt. Danach können die beobachtbaren Preise für Strompreis-Futures an der deutschen Strombörse EEX derzeit sehr gut durch die entsprechenden Future-Preise für Steinkohle und CO₂-Zertifikate erklärt werden, wenn ein Kohlekraftwerk mit einem Emissionsniveau von 900 bis 1.000 g CO₂/kWh zu Grunde gelegt wird.³

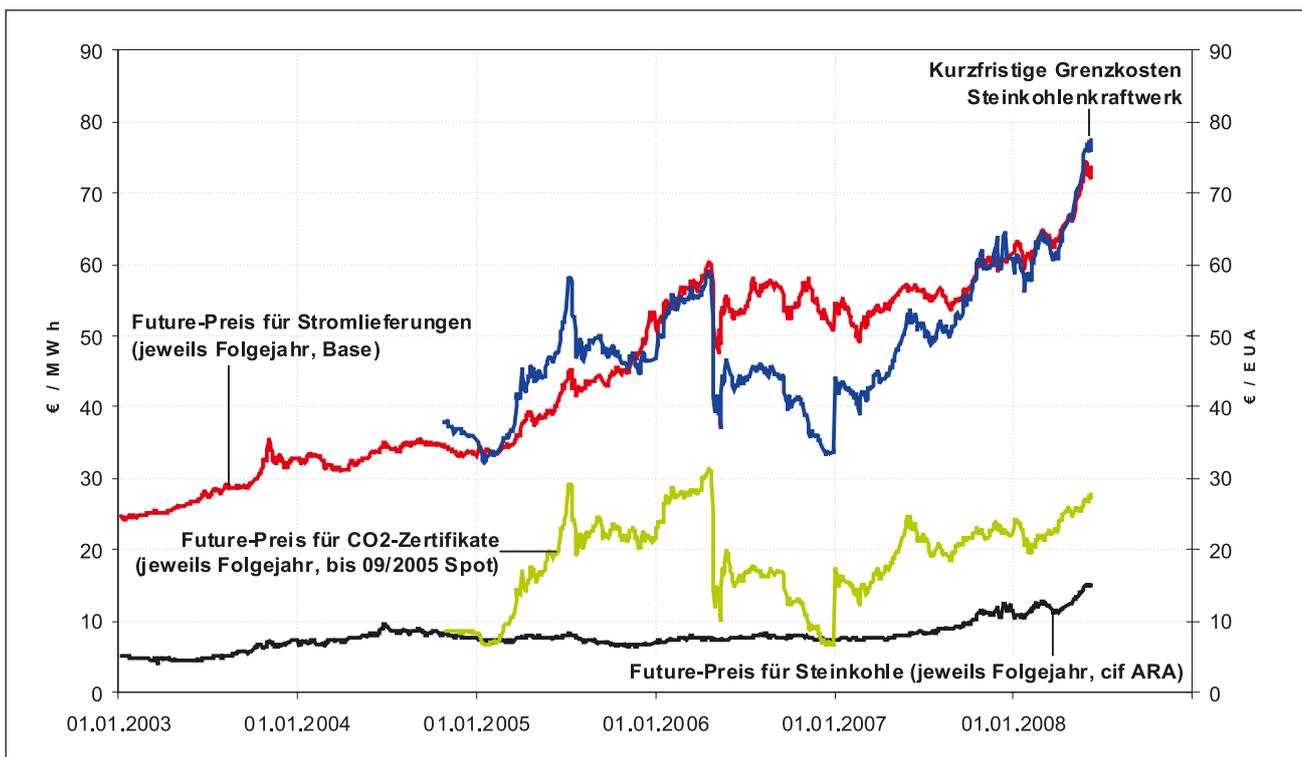


Abbildung 5-3: Preisverlauf der Future-Kontrakte für Strom, Steinkohle und CO₂-Zertifikate sowie die kurzfristigen Grenzkosten eines hypothetischen Grenzkraftwerks nach Matthes/Ziesing (2008)

³ Mit einem ähnlichen Ansatz und der gleichen Logik ermittelt ISI (2005) die durch die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien verdrängte fossile Stromerzeugung und kommt zu ähnlichen Ergebnissen.

Eine Einheit zusätzlichen Strombedarfs müsste also derzeit mit CO₂-Emissionen von 900 bis 1.000 g CO₂/kWh bewertet werden. Der untere Rand dieser Bandbreite ist in der Abbildung 5-2 als Variante „Kohle (alt)“ dargestellt. Danach würde die Stromnachfrage von netz-elektrischen Fahrzeugen derzeit nicht zu Vorteilen bei den Treibhausgasemissionen führen. Gegen eine solche vereinfachte Betrachtung können zwei zentrale Einwände geltend gemacht werden. Erstens ist eine Grenzbetrachtung für die Stromerzeugung nur begrenzt konsistent zu einer Mittelwertbetrachtung bei der Ölversorgung. Ein konsistenter Vergleich - der hier nicht im Detail angestellt werden kann und soll - müsste auch für die Mineralölversorgung die Grenzressource bestimmen, die möglicherweise derzeit durch die Vorkommen von Ölsanden etc. gebildet wird. Die Zusammenstellung in Abbildung 5-2 verdeutlicht aber auch, dass nur bei sehr hohen Vorketten-Emissionen für Mineralölprodukte ein ähnliches Emissionsniveau erreicht wird wie für die Stromversorgung von netz-elektrischen Fahrzeugen aus älteren Kohlekraftwerken.

Zweitens stellt sich die Frage, ab wann und wie schnell die Grenzressource der fossilen Stromerzeugung durch modernere Kraftwerke beschrieben wird. Die in der Studie von JRC et al. (2007) unterstellten Nutzungsgrade von Neubaukraftwerken entsprechen etwa den heute neu errichteten Kraftwerken. Über die nächsten ein bis zwei Dekaden dürften diese Anlagen kaum als Preissetzende Kraftwerke betrieben werden. Für den Zeitraum danach können sie durchaus als Grenzressource betrachtet werden.

Im heutigen Stromerzeugungssystem wird also – ohne weitere flankierende Maßnahmen – die Stromversorgung von netz-elektrisch betriebenen Fahrzeugen eher älteren Kohlekraftwerken zugerechnet werden müssen. (Signifikante) CO₂-Entlastungseffekte entstehen damit bei einer solchen Betrachtung nicht.

5.4 CO₂-Minderungseffekte unter Berücksichtigung des regulativen Umfelds für das Strom- und Verkehrssystem

Die im vorstehenden Kapitel angestellten Analysen sind natürlich idealtypischer Natur. Die Stromwirtschaft ist – wie auch der Verkehrssektor – durch eine Vielzahl von regulatorischen Eingriffen bestimmt, die möglicherweise die Betrachtung der CO₂-Minderungsbeiträge in einem anderen Licht ermöglichen. Die zentralen Regelungen sind hier:

1. Es wird heute die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien massiv gefördert, es existiert ein verbindliches EU-weites Ziel zum Ausbau des Endenergieaufkommens aus erneuerbaren Energien mit einem komplexen Verrechnungsmechanismus zwischen den Mitgliedstaaten. Eine stärkere Förderung könnte prinzipiell emissionsfreie Stromerzeugungskapazitäten für netz-elektrische Fahrzeuge bereitstellen.
2. Die Stromerzeugung fällt unter das Emissionshandelssystem der Europäischen Union. Zusätzliche Stromnachfrage erhöht die zulässigen Emissionen in diesem System nicht, zusätzliche Stromnachfrage könnte damit per Definition als „emissionsfrei“ betrachtet werden.
3. Für Personenkraftwagen werden EU-weite Standards gesetzt. Bis zum Jahr 2015 sollen die spezifischen Emissionen der Neuwagenflotte auf 130 g CO₂/km begrenzt werden, bis zum Jahr 2020 möglicherweise auf 95 g CO₂/km oder noch darunter. Elektrofahrzeuge werden für den Nachweis der Zielerfüllung als emissionsfrei betrachtet.

Insbesondere durch diese Regelungen ergeben sich wichtige Interaktionen, die für die realen CO₂-Entlastungseffekte netz-elektrischer Fahrzeuge von entscheidender Bedeutung sind.

Betrachten wir die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zunächst ohne Berücksichtigung des EU-Emissionshandelssystems, so würde jede Kilowattstunde aus erneuerbaren Energien nur dann die fossile Stromerzeugung verdrängen, wenn diese Erzeugung direkt verkoppelt mit dem zusätzlichen Netz-Strombedarf für die Elektrofahrzeuge und vor allem zusätzlich erfolgen würde.

Eine solche Zusätzlichkeit ist zumindest für die derzeit geförderte Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland nicht gegeben. Mit dem Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) werden die Einspeisung von Strom aus Anlagen, die ausschließlich erneuerbare Energien nutzen, Garantieprieße gewährt, die sich an den Kosten der verschiedenen regenerativen Stromerzeugungstechnologien orientieren. Eine CO₂-arme Stromversorgung für netz-elektrische Fahrzeuge kann also nur unterstellt werden, wenn die Förderung der erneuerbaren Energien über dasjenige Maß ausgeweitet würde, mit dem die derzeitigen Ziele zum Ausbau erneuerbarer Energien auf nationaler und EU-Ebene erreicht werden sollen.

Ob und inwieweit ein solcher, zusätzlicher Ausbau der erneuerbaren Energien für die Stromerzeugung wirklich als CO₂-frei bewertet werden kann, hängt jedoch auch vom regulativen Umfeld der Förderung erneuerbarer Energien im Rahmen der EU ab. Wenn die im Rahmen der Umsetzung des EU-Ziels für den Ausbau der erneuerbaren Energien geplanten Maßnahmen zur Verrechnung der Zielerfüllung berücksichtigt werden (KOM 2008, EP 2008), ergibt sich die folgende Situation:

- Ein zusätzlicher Ausbau der erneuerbaren Energien in einem Mitgliedstaat kann dazu führen, dass ein anderer Mitgliedstaat geringere Anstrengungen unternehmen muss.
- Mit Blick auf die endenergetische Bewertung (also den Beitrag der erneuerbaren Energien zum Endenergieaufkommen) ist eine zusätzliche Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Rahmen des geplanten EU-Verrechnungssystems bestenfalls ein Nullsummenspiel. Mit Blick auf die Klimabilanz führt ein zusätzlicher Ausbau der erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung dazu, dass im Bereich des Verkehrs bzw. bei Heizung/Kühlung geringere Anstrengungen zur Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien unternommen werden müssen⁴. Bzw. soll der in EV verbrauchte Strom dem Verkehr zugerechnet werden. Die zusätzliche Stromerzeugung wäre dann nicht als CO₂-frei zu bewerten, sondern müsste mit dem CO₂-Gehalt der nicht verdrängten fossilen Energiebereitstellung im Verkehr bzw. im Bereich Heizung/Kühlung verrechnet werden.

Vor dem Hintergrund des regulativen Rahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf nationaler und EU-Ebene wird eine über die bisherigen Zielvorgaben hinausgehende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zumindest bis 2020 nicht als vollständig CO₂-frei bewertet werden können. Bei einer Verschiebung der Zielerreichung für den Anteil erneuerbarer Energien von anderen Anwendungsbe- reichen (Verkehr, Heizung/Kühlung) in die Stromerzeugung entsteht im System eine CO₂-Belastung, die unter dem Wert für ein modernes Erdgaskraftwerk liegt, aber auch deutlich größer als Null ist. Unterstellt man die Verdrängung von Wärmeenergie auf Erdgasbasis, so liegt die CO₂-Belastung für zusätzliche Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bei etwa 55% des in Abbildung 5-2 gezeigten Emissionswertes für Elektrofahrzeuge mit Stromversorgung aus einem neuen Erdgaskraftwerk, also in der Größenordnung von ca. 100 g CO₂/km für ein netz-elektrisches Fahrzeug mit Li-Ion-Batterie.

Diese (isolierte) Betrachtung der Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien erscheint jedoch in einem anderen Licht, wenn die Existenz des EU-Emissionshandelssystems berücksichtigt wird. Mit diesem System sind u.a. die absoluten Emissionsniveaus aus der Stromerzeugung gedeckelt (Cap). Eine zusätzliche Stromnachfrage führt damit im Gesamtsystem nicht zu einer höheren Emission. Vielmehr bleiben im Gesamtsystem die Emissionen unter der Emissionshandels-Cap gleich, vermittelt wird dies über einen höheren Preis für CO₂-Zertifikate, die an anderer Stelle im System zu zusätzlichen Emissionsminderungen führen. Dieses Emissionshandels-Cap ist bis zum Jahr 2020 fixiert. Eine Verlagerung von CO₂-Emissionen aus dem – vom EU-Emissionshandelssystem nicht erfassten – Verkehrssektor (soweit dies die Verbrennung von Kraftstoffen betrifft) in dem vom EU-Emissionshandel erfassten Anlagenpark der Stromerzeugung führt damit außerhalb des EU-Emissionshandelssystems zu einer geringeren CO₂-Emission, wogegen die CO₂-Emissionen bei den vom Emissionshandel erfassten Anlagen gleich bleiben. Insgesamt kann also der (zusätzliche) Strom für die netz-elektrischen Fahrzeuge als CO₂-frei verbucht werden. Die zusätzliche Stromnachfrage führt hier nur zu höheren CO₂-Preisen. Eine leichte Einschränkung

⁴ Lediglich bei Verkehr hat die EU-Kommission einen verbindlichen Biokraftstoff-Mindestanteil von 10% vorgegeben, ansonsten sind die Mitgliedsstaaten frei in der Wahl bzw. Aufteilung des Anteils von EE am Endenergieverbrauch.

dieses idealtypischen Mechanismus ergibt sich nur dann, wenn berücksichtigt wird, dass im Rahmen des EU-Emissionshandelssystems auch Emissionsgutschriften aus den projektbasierten Mechanismen des Kyoto-Protokolls (Joint Implementation – JI, Clean Development Mechanism – CDM) genutzt werden können, für die zumindest im Bereich der CDM-Projekte nicht durchgängig eine Zusätzlichkeit unterstellt werden kann (Schneider 2007). Vor dem Hintergrund der Tatsache, dass es sich dabei um ein allgemeines Problem des EU-Emissionshandelssystems bzw. des CDM handelt, das nicht oder zumindest nicht maßgeblich mit der Existenz oder Nicht-Existenz netz-elektrischer Fahrzeuge verbunden ist, soll diese Problemdimension hier nicht weiter betrachtet werden. Für den Zeitraum nach 2020, für den die Caps des EU-Emissionshandelssystems noch nicht festgelegt worden sind, ergibt sich die CO₂-Bewertung für die Stromversorgung netz-elektrischer Antriebe vor allem aus der Frage, ob ein zusätzlicher Strombedarf dieser Fahrzeuge bei der Festlegung des Emissionshandels-Caps berücksichtigt wird. Spielt diese zusätzliche Stromnachfrage dabei keine Rolle, wäre der zusätzliche Strom weiterhin als CO₂-frei oder CO₂-arm zu bewerten. Soll die zusätzliche Nachfrage jedoch bei der Cap-Festlegung berücksichtigt werden – erste Forderungen dieser Art werden bereits in die Diskussion gebracht – so ist der zusätzliche Stromverbrauch netz-elektrischer Fahrzeuge nicht mehr als CO₂-frei zu bewerten.

Eine dritte Bewertungsdimension für die ökologische Bewertung der Systemeffekte durch netz-elektrische Fahrzeuge ergibt sich aus der Bewertung dieser Fahrzeuge für die EU-Emissionsstandards für Neufahrzeuge. Für das Jahr 2015 ist hier ein Verbrauch der Neuwagenflotte von 130 g CO₂/km definiert, die über fahrzeugtechnische Effizienzmaßnahmen realisiert werden müssen. Für den Zeitraum 2020 werden Grenzwerte von 80 bis 105g CO₂/km diskutiert. Diesbezüglich stellt sich die Situation wie folgt dar:

- Werden netz-elektrische Fahrzeuge – wie derzeit geplant – für die Überprüfung der Zielerreichung emissionsseitig mit Null bewertet, können die anderen Fahrzeuge der Neuwagenflotte entsprechend mehr CO₂ ausstoßen. Wenn davon ausgegangen wird, dass die CO₂-Grenzwerte materiell eingehalten werden, erbringen die netz-elektrischen Fahrzeuge also im Sektor Verkehr eine CO₂-Emissionsminderung, mindern aber gleichzeitig den Innovationsdruck auf Effizienzverbesserungen von den verbleibenden konventionellen Antrieben.

- Wird dagegen davon ausgegangen, dass die CO₂-Vorgaben für die Neuwagenflotte im Referenzfall in signifikantem Umfang nicht eingehalten, sondern Strafzahlungen geleistet (und auf die Fahrzeugpreise überwälzt) werden, so würden sich die CO₂-Emissionen der Gesamtflotte beim Einsatz von netz-elektrischen Fahrzeugen entsprechend real vermindern.

Die regulativen Rahmenbedingungen für die CO₂-Grenzwerte der Neuwagenflotte sind zunächst bis zum Jahr 2015 fixiert, erst danach könnten Anpassungen erfolgen.

Zusammenfassend lassen sich die Überlegungen zu den Auswirkungen des regulativen Umfelds auf die CO₂-Bewertung von netz-elektrischen Fahrzeugantrieben wie folgt zusammenfassen:

1. Vor dem Hintergrund der Verrechnungsmechanismen für die Erreichung des EU-Ziels für die Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien (20% bis 2020) ergibt sich, dass eine (im Vergleich zum derzeit geplanten Umfang) zusätzliche Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (bis 2020) in jedem Fall mit den CO₂-Emissionen der nicht verdrängten Endenergie in den Bereichen Heizung/Kühlung bzw. Verkehr zu belasten ist. Dies entspricht einem CO₂-Wert von ca. 100 g CO₂/km. Ist die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nicht zusätzlich, so wäre die Stromversorgung für netz-elektrische Antriebe für Deutschland heute CO₂-seitig wie ein älteres Steinkohlekraftwerk zu belasten, wobei sich dieser Wert im Zeitraum bis 2020 in Richtung des Emissionsniveaus eines neuen Steinkohlekraftwerks verschieben kann.
2. Aus der Perspektive des EU-Emissionshandelssystems ergibt sich, dass eine zusätzliche Stromnachfrage für netz-elektrische Fahrzeuge nicht zu erhöhten Emissionen im Gesamtsystem führt. Dies gilt dann, wenn die Cap fixiert ist (derzeit bis 2020) und keine Leakage-Effekte durch die Nutzung von Projektkrediten aus dem CDM angerechnet werden müssen. Die zusätzliche Stromnachfrage führt hier ggf. nur zu einem höheren Niveau der CO₂-Preise.
3. Mit Blick auf die CO₂-Grenzwerte für Neuwagen in der EU bleibt festzuhalten, dass die CO₂-Bewertung von netz-elektrischen Fahrzeugen als Null-Emission idealtypisch dazu führt, dass für die anderen Fahrzeuge der Neuwagenflotte höhere CO₂-Emissionswerte möglich werden und sich so

der Innovationsdruck auf Effizienzverbesserungen bei den anderen Pkw vermindert. Ein anderes Ergebnis entsteht hier nur, wenn entweder davon ausgegangen wird, dass die Grenzwerte nicht erreicht, sondern ohnehin durch Strafzahlungen kompensiert werden oder aber die CO₂-Flottengrenzwerte so gesetzt werden, dass ein ausreichender Innovationsdruck auch für die konventionellen Antriebe verbleibt.

In der Gesamtschau des derzeitigen regulativen Umfelds (also bezüglich erneuerbaren Energien und Emissionshandelssystem und CO₂-Grenzwerte für Pkw) ergibt sich, dass zumindest bis 2020 nicht davon auszugehen ist, dass die verstärkte Einführung von netz-elektrischen Fahrzeugen zu wesentlichen CO₂-Entlastungen im Gesamtsystem führt. Diese Situation wird sich für den Zeithorizont 2015 (CO₂-Grenzwerte für Pkw) bzw. 2020 (Erneuerbare Energien-Ziel, EU-Emissionshandelssystem) auch nicht wesentlich ändern.

Insbesondere die Ausgestaltung des regulativen Rahmens für das Emissionshandelssystem und in Bezug auf die CO₂-Grenzwerte für Pkw wird für den Zeitraum nach 2020 entscheidend dafür sein, ob mit netz-elektrischen Fahrzeugen eine reale CO₂-Minderung erzielt werden kann. Dies soll an Hand eines exemplarischen Beispiels verdeutlicht werden. Wenn für den nächsten Verpflichtungszeitpunkt der CO₂-Grenzwerte (z.B. für die Neuwagenflotte ab 2020) der Rahmen so gesetzt wird, dass die gesamte Fahrzeugflotte im Jahr 2030 einen Standard von 80 g CO₂/km erreicht und für das Jahr 2020 ein Flottenverbrauchswert von 130 g CO₂/km erreicht wird, so könnte die Effizienzverbesserung der verbleibenden konventionelle Fahrzeugflotte gegenüber dem Effizienzstandard von 2020 auf 115 g CO₂/km beschränkt werden (d.h. 115 g CO₂/km) und das Ziel von 80 g CO₂/km trotzdem erreicht werden, wenn ein Drittel der Fahrzeugflotte (d.h. ca. 15 Mio. Pkw) auf netz-elektrischen Antrieb umgestellt würde⁵. Sofern netz-elektrische Fahrzeuge im Rahmen der Verpflichtungskontrolle für die CO₂-Flottengrenzwerte als Nullemissions-Fahrzeuge bewertet werden, so könnte die konventionelle Fahrzeugflotte theoretisch auf dem Effizienzstandard von 2020 verharren und das Ziel

⁵ Ausgehend von einer linearen Pkw-Erneuerung in 10 Jahren (10/12*45 Mio.) = 37,5 Mio. Fz, d.h. nicht erneuerter Bestand von 7,5 Mio. Fz mit 130 g CO₂/km, 15 Mio. Fz mit Elektroantrieb und 0 g CO₂/km sowie 22,5 Mio Fz mit unterstellten 115 g CO₂/km:
 $7,5/45 * 130 \text{ g CO}_2/\text{km} + 15/45 * 0 \text{ g CO}_2/\text{km} + 22,5/45 * 115 \text{ g CO}_2/\text{km} = 79 \text{ g CO}_2/\text{km}$

trotzdem erreichen, wenn ein Drittel der Fahrzeugflotte (d.h. ca. 15 Mio. Pkw) auf netz-elektrischen Antrieb umgestellt würde. Die CO₂-Minderungseffekte für den Zeithorizont 2030 würden entscheidend von der Ausgestaltung des Emissionshandelssystems abhängen:

- Wenn der ohne Berücksichtigung der netz-elektrischen Mobilität geplante Minderungspfad für die Cap des Emissionshandelssystems mit Verweis auf den signifikant steigenden Strombedarf nach oben korrigiert würde, so würden die Emissionsminderungen der netz-elektrischen Mobilität im Verkehrssektor teilweise oder ganz kompensiert bzw. könnten ggf. im Gesamtsystem sogar zu steigenden Emissionen führen.
- Nur wenn der ohne Berücksichtigung der netz-elektrischen Mobilität geplante Minderungspfad für die Cap des Emissionshandelssystems konstant gehalten würde, könnte die netz-elektrische Mobilität im Gesamtsystem zu sinkenden Emissionen führen.

Wenn netz-elektrische Antriebe eine reale CO₂-Entlastung bewirken sollen, so müssen bei der Neugestaltung des regulativen Umfelds nach 2015 bzw. 2020 die folgenden Punkte erfüllt sein:

- Keine Berücksichtigung des (erwarteten) zusätzlichen Strombedarfs der netz-elektrischen Fahrzeuge bei der Festsetzung der Emissionshandels-Caps für den Zeitraum nach 2020.
- Eine Verschärfung der CO₂-Grenzwerte für die Pkw-Neuwagenflotte für den Zeitraum nach 2015 (oder eine andere Verrechnung netz-elektrischer Antriebe), bei der entweder das Ausmaß der netz-elektrischen Mobilität unter Beachtung der oben dargestellten Zusammenhänge von vornherein Berücksichtigung findet bzw. die Anrechnungsfähigkeit der netz-elektrischen Fahrzeuge auf den Flottenverbrauchs-Grenzwert entsprechend angepasst wird.
- Wenn für die netz-elektrische Mobilität erneuerbare Energien als Primärenergiebasis angestrebt werden, müsste eine zusätzliche Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nach 2020 gesichert werden, die mit dem erwarteten Strombedarf aus netz-elektrischen Fahrzeugen korrespondiert, ohne dass dafür Abstriche beim Einsatz erneuerbarer Energien in den Sektoren Heizung/Kühlung bzw. Verkehr gemacht werden.

Die komplexen Interaktionen zwischen den verschiedenen Regelungsbereichen können natürlich auch dadurch reduziert werden, dass das klimapolitische Regulierungssystem grundsätzlich revidiert wird. Dies ist jedoch einerseits eher unwahrscheinlich und andererseits aus strategischen Gründen an zentralen Stellen (Cap im Emissionshandelssystem, Ausbauziele für erneuerbare Energie, klare Grenzwerte für bestimmte Technologien wie z.B. Fahrzeuge) auch keineswegs sinnvoll.

Die vorstehenden Überlegungen machen deutlich, dass neben einer technischen Bewertung der Prozessketten für die netz-elektrische Mobilität unbedingt auch das regulatorische Umfeld berücksichtigt werden muss. Wenn die regulativen Rahmenbedingungen falsch oder nicht konsistent gesetzt werden, werden in der Realität – und bei einer Betrachtung des Gesamtsystems – keine oder nur deutlich eingeschränkte CO₂-Entlastungseffekte bzw. im schlimmsten Falle sogar steigenden CO₂-Emissionen entstehen können.

5.5 Ergebnisse für die CO₂-Entlastung und den Strombedarf

Die nachfolgenden Berechnungen basieren auf insbesondere folgenden technischen Grundannahmen:

Tabelle 5-1: Technische Grundannahmen für die Berechnung von Last und Emissionen in den hier betrachteten Szenarien

	bis 2020	nach 2020
Durchschnittliche elektrische Fahrleistung in km pro Batterieladung	100	200 - 300
Durchschnittliche elektrische Fahrleistung in km pro Tag (an 200 Tagen/a)	50	75
Jährliche durchschnittliche elektrische Fahrleistung in km	10.000	12.000
Anzahl EV	1 Mio.	10 - 20 Mio.
Emissionseinsparung durch EV in g CO ₂ /km bei Strom aus EE	Flottendurchschnitt EU-Ziel	
	130	~ 95
Verbrauch kWh _{el} /100 km am Fahrzeug (ohne Netzverluste)	15 - 20	
Ladedauer standard	5 h	
Ladedauer schnell	2 h	

Für die Bewertung der CO₂-Entlastungseffekte muss zwischen verschiedenen Zeithorizonten unterschieden werden:

- Bis zum Jahr 2020 ist die Existenz von Netto-CO₂-Vermeidungseffekten angesichts der durch das regulatorische Umfeld bewirkten Wechselwirkungen als äußerst unsicher anzusehen. In der konservativen Variante ergeben sich damit keine (oder ggf. sogar negative durch CDM-Maßnahmen) CO₂-Minderungseffekte. In der (sehr) optimistischen Variante könnte je Fahrzeugkilometer eine CO₂-Emission von ca. 130 g CO₂/km vermieden werden.⁷ Bei einer Fahrzeugleistung von 10 Mrd. km (ca. 1 Mio. Fahrzeuge mit überwiegend netz-elektrischem Antrieb, siehe Kapitel 0) ergibt sich für das Jahr 2020 ein CO₂-Minderungsbeitrag von 0 bis 1,3 Mio. t CO₂. Dies entspricht einem Anteil von 0 bis 0,1% an den aktuellen Treibhausgasemissionen.
- Für den Zeithorizont nach 2020 ergeben sich durch die größere Marktdurchdringung deutlich höhere Werte. Wird ein entsprechend konsistent ausgestaltetes regulatives Umfeld vorausgesetzt und können die entsprechenden Erzeugungstechnologien im Strommarkt umgesetzt werden, so ergeben sich bei einem Referenzwert der Referenz-Mobilität von beispielsweise 80 bis 100 g CO₂/km für den Fall einer netz-elektrischen Fahrleistung von 120 Mrd. km (ca. 10 Mio. Fahrzeuge mit überwiegend netz-elektrischem Antrieb) CO₂-Einsparungen von ca. 9,6 bis 13 Mio. t CO₂ gegenüber der Referenzentwicklung ohne verstärkte netz-elektrische Mobilität. Dies entspricht einem Minderungsbeitrag von ca. 1% der aktuellen deutschen Treibhausgasemissionen. Für ein Szenario mit einer netz-elektrischen Fahrleistung von 240 Mrd. km (ca. 20 Mio. Fahrzeuge mit überwiegend netz-elektrischem Antrieb) beträgt diese Bandbreite etwa 18,2 bis 26 Mio. t CO₂. Dies entspricht einem Minderungsbeitrag in der Größenordnung von 1,9 bis 2,4% der derzeitigen deutschen Treibhausgasemissionen. Mit Blick auf den Zeithorizont sind derartige Minderungsbeiträge jedoch erst deutlich nach 2030 zu erwarten.

⁷ Dabei wird davon ausgegangen, dass sich im für netz-elektrische Antriebe relevanten Referenzmarkt der Flotten-Grenzwert von 2015 als Bestandsdurchschnitt durchsetzt.

Eine zentrale Voraussetzung für die genannten Beiträge zur CO₂-Emissionsminderung ist jedoch, dass die entsprechenden Strommengen für die netz-elektrischen Fahrzeugantriebe aus zusätzlicher CO₂-freier Stromerzeugung bereit gestellt werden können. Mit den folgenden Überschlagsrechnungen kann die Größenordnung dieser Strommengen bestimmt werden:

- Für das Szenario mit einer netz-elektrischen Fahrleistung von 10 Mrd. km im Jahr 2020 ergibt sich bei einem durchschnittlichen Strombedarf von 20 kWh/100 km ein Strombedarf von ca. 2 Mrd. kWh/a (2 TWh). Wird nur ein spezifischer Strombedarf von 15 kWh/100 km unterstellt, so beläuft sich der zusätzliche Strombedarf auf etwa 1,5 TWh/a. Im Vergleich zum gesamten deutschen Stromverbrauch sind dies weniger als 0,5%. Bis zum Jahr 2020 ist also letztlich (mit Blick auf die elektrische Arbeit) nicht mit nennenswerten Elektrizitätswirtschaftlichen Auswirkungen zu rechnen.
- Für die gleiche Bandbreite des spezifischen Stromverbrauchs ergibt sich für das post-2020 Szenario mit einer netz-elektrischen Fahrleistung von 120 Mrd. km ein Strombedarf (aus CO₂-freier Stromerzeugung) von ca. 18 bis 24 TWh. Erhöht sich die netz-elektrische Fahrleistung auf ca. 240 Mrd. Fahrzeugkilometer, so ergibt sich zusätzlicher Strombedarf von 36 bis 48 TWh. Dies sind in Bezug auf die zusätzlich bereitzustellende (CO₂-freie) elektrische Arbeit signifikante Anteile am deutschen Stromaufkommen (3 bis 8%). Sofern sich für den Zeithorizont nach 2020 auch größere (schwere) Fahrzeuge mit netz-elektrischen Antrieben im Markt durchsetzen, könnte der Strombedarf auf etwa 30 bzw. 60 TWh (4 – 10%) ansteigen.

Bei mehr oder weniger begrenzten CO₂-Minderungseffekten ergeben sich nur für die hohen Szenarien netz-elektrischer Mobilität (und damit für den Zeithorizont deutlich nach 2020) auch signifikante Effekte für das Stromerzeugungssystem – zumindest für die vom Stromerzeugungssystem zusätzlich bereitzustellende elektrische Arbeit. Neben diesen Produktionsmengen müssen jedoch auch die Effekte für den Leistungsbedarf der netz-elektrischen Fahrzeuge in die Analyse und Bewertung einbezogen werden.

5.6 Ergebnisse für den Leistungsbedarf

5.6.1 Vorbemerkungen

Aus der Stromnachfrage, den unterschiedlichen Optionen für die Aufladung und den verschiedenen Möglichkeiten des Lademanagements ergeben sich Lastprofile für den Leistungsbedarf der netz-elektrischen Mobilität.

Um die verschiedenen Effekte exemplarisch analysieren zu können, wird im Folgenden eine Reihe von Vereinfachungen getroffen, um die Kombinationen verschiedener Maßnahmen abbilden zu können. Jeder der zu berücksichtigenden Sachverhalte (Ladezeit, Ladezeitpunkt, Lastmanagement) könnte für sich jeweils deutlich detaillierter modelliert und diskutiert werden, die Darstellung der jeweiligen Zusammenhänge wäre jedoch deutlich komplizierter.

Die im Vergleich zur elektrischen Arbeit signifikant anders geartete Problematik des Leistungsbedarfs für netz-elektrische Fahrzeuge ergibt sich vor allem aus der Tatsache, dass die nachgefragte elektrische Arbeit sich auf den zeitlich begrenzten Aufladeprozess der Batterien bezieht. Hier werden im Folgenden zwei verschiedene Varianten betrachtet:

- Die Aufladung der Batterie erfolgt über einen normalen Niederspannungsanschluss von 220 Volt und erstreckt sich über einen Zeitraum von ca. 5 Stunden.
- Die Aufladung der Batterie erfolgt über einen Kraftstromanschluss von 380 Volt und erstreckt sich dann nur noch über einen Zeitraum von 2 Stunden.

Mit diesen beiden Varianten für die Ladezeit (und damit den für diese Ladezeit benötigten Leistungsbedarf) soll verdeutlicht werden, dass die Lösung des schnellen Ladeprozesses auf der einen Seite durch den Zugriff auf eine höhere Spannungsebene einen erheblichen Effekt auf den Leistungsbedarf für die netz-elektrischen Fahrzeugantriebe hat.

Die zweite Analysedimension betrifft den Ladezeitpunkt und das potenzielle Lademanagement.

- Für die Variante Batterieaufladung ohne Lastmanagement wurde für die Modellrechnungen vereinfachend unterstellt, dass alle netz-elektrischen Fahrzeuge werktags um ca. 18 Uhr den Ladevorgang starten. Zwar ist dies eine stark vereinfachende Annahme und gleichzeitig Extremdarstellung, die jedoch in den jeweiligen Erläuterungen eingeordnet wird.

- Der Fall, dass eine signifikante Marktdurchdringung netz-elektrischer Fahrzeuge mit einem umfassenden Lademanagement kombiniert werden soll, wird modellseitig so angebildet, dass der Ladevorgang der Fahrzeuge um 23 Uhr startet und sich über die Nachtstunden erstreckt.

Den dritten zu berücksichtigenden Faktor bildet die Reichweite für den netz-elektrischen Betrieb der Fahrzeuge.

- Im Szenario für den Zeithorizont 2020 wird davon ausgegangen, dass die Reichweite der netz-elektrischen Fahrzeuge sich auf ca. 100 km pro Batterieladung erstreckt und die Fahrzeuge überwiegend an Werktagen betrieben und aufgeladen werden. Zugrunde gelegt werden im Mittel eine tägliche Fahrleistung von 50 km (an 200 Tagen im Jahr) und ein spezifischer Verbrauch von 20 kWh/km.
- Sofern nach 2020 die Reichweite auf 200 bis 300 km pro Batterieladung erweitert werden kann, wird davon ausgegangen, dass eine erhöhte Flexibilität für die Aufladung der Batterien besteht und Aufladevorgänge auch in den Bereich der Wochenenden verschoben werden können. Zugrunde gelegt werden im Mittel eine tägliche Fahrleistung von 75 km (an 200 Tagen im Jahr) und ein spezifischer Verbrauch von 20 kWh/km.

In der Kombination der verschiedenen Stellgrößen ergeben sich die folgenden Varianten als die entscheidenden:

1. ein einmaliger Ladevorgang ohne Lastmanagement für einen Ladezeitraum von 5 Stunden für alle drei Varianten der Marktdurchdringung;
2. ein einmaliger Ladevorgang ohne Lastmanagement für Schnellaufladungen der Batterien, aus Gründen der exemplarischen Vereinfachung nur für das bis 2020 relevante ambitionierte Marktdurchdringungsszenario;
3. ein Ladevorgang mit Lastmanagement für die Verschiebung der Ladevorgänge in die Nachtstunden, wiederum für die verschiedenen Szenarien einer ambitionierten Marktdurchdringung netz-elektrischer Fahrzeuge für den Zeithorizont bis 2020 und danach.

Aus diesen drei Analysen lassen sich hinreichend viele Schlussfolgerungen für die wesentlichen Effekte und die notwendigen Rahmenbedingungen einer ambitio-

nierten und in Bezug auf die CO₂-Minderungsbeiträge signifikanten Markteinführungsstrategie für netz-elektrische Fahrzeuge ziehen.

Für die quantitativen Modellanalysen wird eine Reihe von Vereinfachungen getroffen:

- Angesichts der vereinfachenden Schätzung für den Lastbedarf werden Netzverluste nicht berücksichtigt. Damit wird der Lastbedarf in den Berechnungen um 5 bis 10% unterschätzt.
- Es wird kein stochastisches Profil für den Beginn des Ladevorganges berücksichtigt, d.h. alle Ladevorgänge beginnen zum definierten Zeitpunkt. Für die Varianten mit langen Ladezeiten führt dies nicht zu wesentlichen Veränderungen (nur zu weniger starken Gradienten des Lastanstiegs), für die Varianten mit kurzen Ladezeiten können sich signifikante Veränderungen ergeben.

Vor diesem Hintergrund wird auf die genannten Vereinfachungen in der Diskussion der unterschiedlichen Varianten und Szenarien ggf. gesondert eingegangen.

5.6.2 Lastbedarf im deutschen Stromversorgungssystem

Zu den wesentlichen Hintergrunddaten für die Analysen der netz-elektrischen Mobilität gehört die Lastcharakteristik des deutschen Stromerzeugungssystems.

Die Abbildung 5-4 zeigt die Entwicklung der Tageshöchst- und -tiefstwerte im Deutschen Verbundsystem für das Jahr 2006. Es zeigen sich drei zentrale Muster. Erstens folgen die Tageshöchst- und -tiefstwerte für die Lastnachfrage einem klaren Muster. Zweitens ergeben sich über die Woche klare Verbrauchsmuster; zum Wochenende fällt der Lastbedarf jeweils deutlich ab. Drittens ergeben sich Bedarfsschwankungen über das Jahr. In den Spätherbst- und Wintermonaten liegt der Lastbedarf deutlich höher als im Frühjahr, im Sommer bzw. im Frühherbst.

Im Jahr 2006 lag der höchste Lastbedarf im deutschen Stromnetz bei etwa 78.000 Megawatt (MW), der niedrigste Lastpunkt lag bei etwa 33.000 MW. Wenn man unterstellt, dass die netz-elektrische Mobilität kein über das Jahr unterschiedliches Profil hat, werden die Effekte für die Höchst- und Niedriglast im deutschen Verbundnetz über das Jahr verteilt unterschiedlich ausfallen.

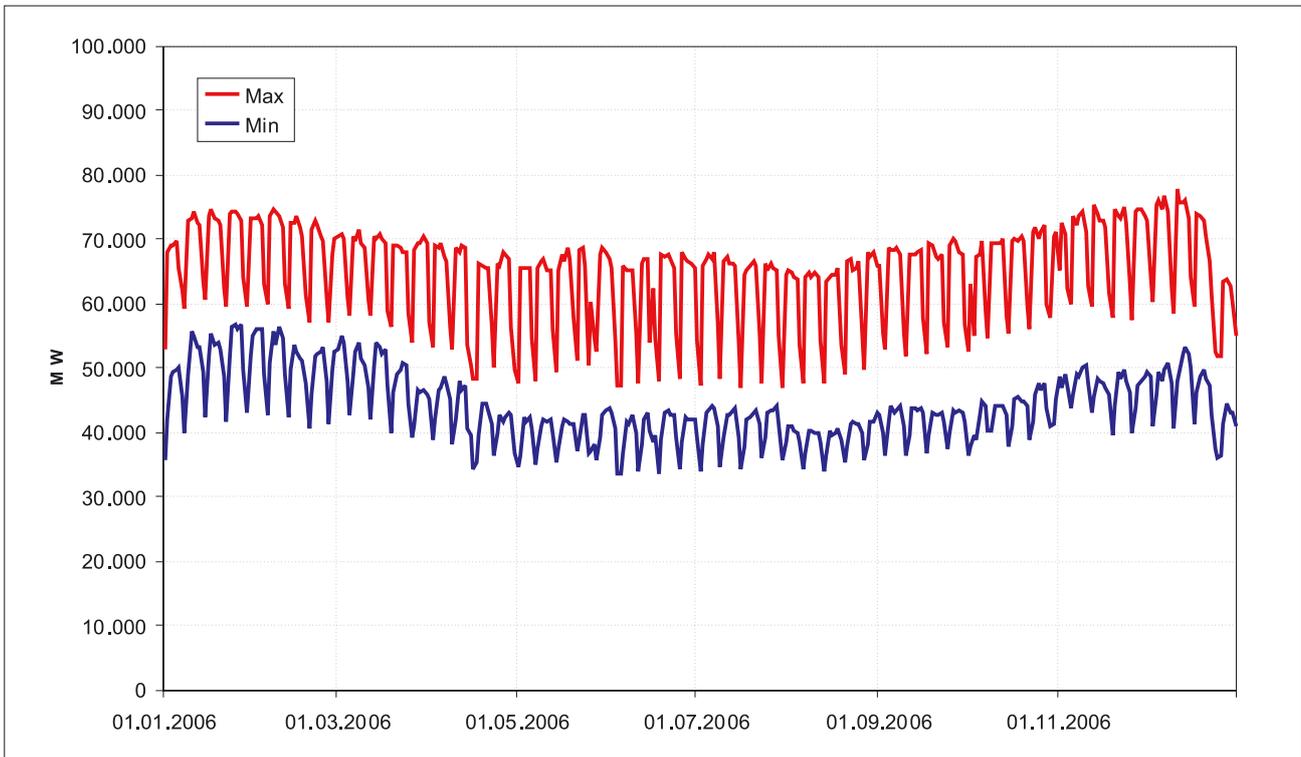


Abbildung 5-4: Tägliche Höchst- und Tiefstlast im deutschen Verbundsystem im Jahr 2006 (UCTE)

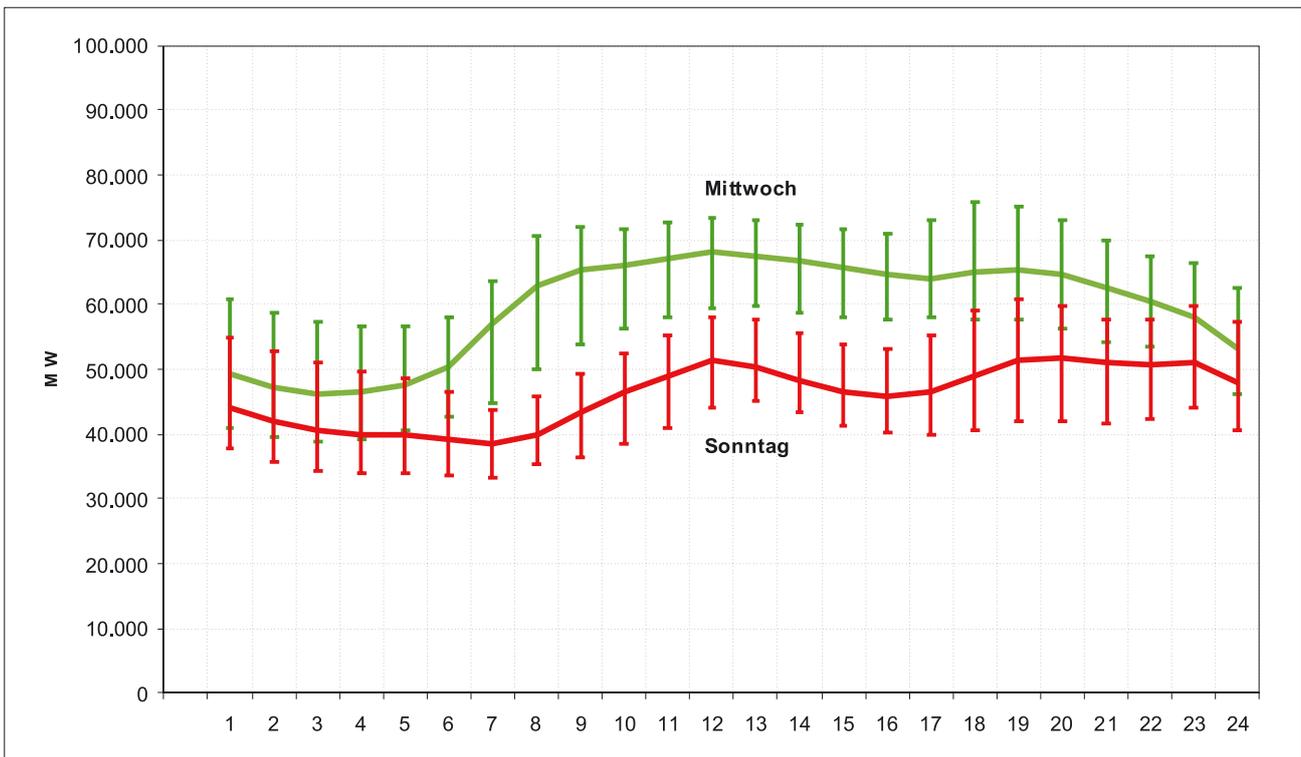


Abbildung 5-5: Durchschnittlicher Tageslastgang, Höchst- und Tiefstlast im deutschen Verbundsystem, Mittwoch und Sonntag (UCTE)

Abbildung 5-5 zeigt den durchschnittlichen Tageslastgang für Mittwoch und Sonntag (jeweils im Jahr 2006) sowie die Bandbreite der aufgetretenen Lastfälle zu jeder Stunde des Tages. Sowohl die Durchschnittswerte als auch die Höchst- und Tiefstwerte folgenden einem gleichlaufenden Muster:

- An Werktagen steigt der durchschnittliche Strombedarf (und damit die Last) ab 6 Uhr stark an, erreicht etwa um 8 Uhr einen ersten Höhepunkt und steigt dann weniger stark bis etwa um 12 Uhr weiter an. Für die Höchstwerte ist nach 9 Uhr kaum noch ein Anstieg zu verzeichnen.

Bis etwa 17 Uhr verbleibt der Strombedarf sowohl für die Durchschnittswerte als auch die Höchst- und Tiefstwerte auf einem Niveau etwas unterhalb der Mittagsspitze. Gegen 17 oder 18 Uhr wird eine Abendspitze erreicht, ab 21 Uhr sinkt der Strombedarf stark ab und erreicht zwischen 3 und 4 Uhr nachts seinen Tiefpunkt.

- An Sonntagen setzt der morgendliche Anstieg des Strombedarfs später ein und fällt deutlich schwächer aus. Die Mittagsspitze am Wochenende liegt erheblich unter der an Wochentagen. Nachmittags sinkt dann der Strombedarf und erreicht ab 19 Uhr ein erneutes Hoch, verbleibt etwa auf diesem Plateau und sinkt dann nach 22 Uhr wieder ab.

Ein umfassender Vergleich für die anderen Wochentage bzw. auch für andere Jahre führt zu weitgehend identischen Lastprofilen. Über das Jahr ergibt sich für die einzelnen Stunden eine Bandbreite des Leistungsbedarfs von bis zu 20.000 MW. Die Entwicklung der Höchst- und Tiefstverbrauchswerte zu den einzelnen Stunden des Tages folgt jedoch im Wesentlichen einer Verteilung über das Jahr. Die Höchstwerte fallen tendenziell in den Wintermonaten an, die Tiefstwerte finden sich vor allem in den Sommermonaten. Als qualitative Schlussfolgerung ergibt sich, dass Ladevorgänge an Wochentagen, die ab 9 Uhr vormittags starten mit einiger Wahrscheinlichkeit zur Erhöhung der Vormittags- bzw. Mittagsspitzen für den Strombedarf führen. Ladevorgänge, die zum Ende des Arbeitstages ab 18 oder 19 Uhr starten, werden die Abendspitzen des Stromverbrauchs erhöhen. Ladevorgänge im Zeitraum von 23 Uhr nachts bis in die frühen Morgenstunden werden keinen Effekt auf die Spitzenlastsituation haben.

Auch wenn sich durch verändernde Verbrauchsstrukturen kleinere Änderungen im Tageslastgang ergeben können (z.B. durch einen sukzessiven Ersatz von Nachtstromspeicherheizungen), ist davon auszugehen, dass die grundsätzliche Lastcharakteristik der heute überwiegenden Stromanwendungen sich in den nächsten ein bis drei Dekaden ohne weitere Interventionen nur unwesentlich ändern dürften. Vor diesem Hintergrund ist eine Modellanalyse für die Lasteffekte ambitionierter Marktdurchdringungsszenarien für netzelektrische Fahrzeuge auf Grundlage der Lastgangdaten für 2006 eine vertretbare Vereinfachung.

Im Jahr 2006 belief sich die Leistungsnachfrage unterhalb des niedrigsten Lastpunktes („Grundlastbedarf“) auf einen Anteil von ca. 60% des gesamten Stromverbrauchs. Wären die verfügbaren Kraftwerkskapazitäten

über das gesamte Jahr 2006 mit der Kapazität des Höchstlastpunktes betrieben worden, so hätte sich die Stromerzeugung um etwa 40% erhöht, dies entspricht einer Strommenge von ca. 195 TWh.

Eine wesentliche Rahmenbedingung für die Bewertung von Lastverbrauchsprofilen bildet die Charakteristik der Stromeinspeisung aus intermittierenden Erzeugungsanlagen, vor allem der Windenergie.

Die Abbildung 5-6 zeigt die kalendertägliche Windenergieeinspeisung (tägliche Höchst- und Tiefstwerte) für die Jahre 2006 und 2007. Der Verlauf der Windenergieeinspeisung über das Jahr und der Vergleich der beiden Jahre führen zu den drei folgenden zentralen Erkenntnissen:

- Die Windenergieeinspeisung schwankt ganz überwiegend über das Jahr stärker als über die jeweiligen Tage.
- Die Windstromerzeugung bzw. -einspeisung konzentriert sich vor allem auf die Frühjahrs- und Herbstperiode, die Sommermonate sind ganz überwiegend durch niedrigere Windeinspeisungen gekennzeichnet.
- Ein Vergleich der Jahre 2006 und 2007 zeigt, dass zwischen den einzelnen Jahren erhebliche Unterschiede der Windstromerzeugung entstehen können.

In den Jahren 2006 und 2007 wurden Spitzenwerte der Windenergieeinspeisung von 16.000 bzw. 18.000 MW erreicht, die Tiefstwerte lagen nahe Null. Der absehbar starke Ausbau der Windenergie wird dazu führen, dass sich die Schwankungen der Windenergieeinspeisung zu einer zentralen Determinante für die Entwicklung des Stromerzeugungssystems entwickeln werden. Die Schwankungsbreite der Windenergieeinspeisung wird sich möglicherweise mit dem Ausbau der Offshore-Windstromerzeugung etwas verringern (Offshore-Windkraftwerke werden deutlich längere Jahreslaufzeiten haben), die grundsätzliche Herausforderung der Integration stark intermittierender Stromeinspeisungen wird jedoch für die nächsten Dekaden bestehen bleiben bzw. sich noch verstärken.

Die oben genannten Verteilungen der Windstromeinspeisungen zeigen jedoch, dass die kurzfristige Speicherung von Windstrom nur einen (geringen) Teil der Lösung offerieren kann. Speichertechnologien, die auf eine gewisse Regelmäßigkeit der Aufladevorgänge abstellen müssen bzw. Speicherleistungen nur über eine begrenzte Anzahl von Stunden bereit stellen können,

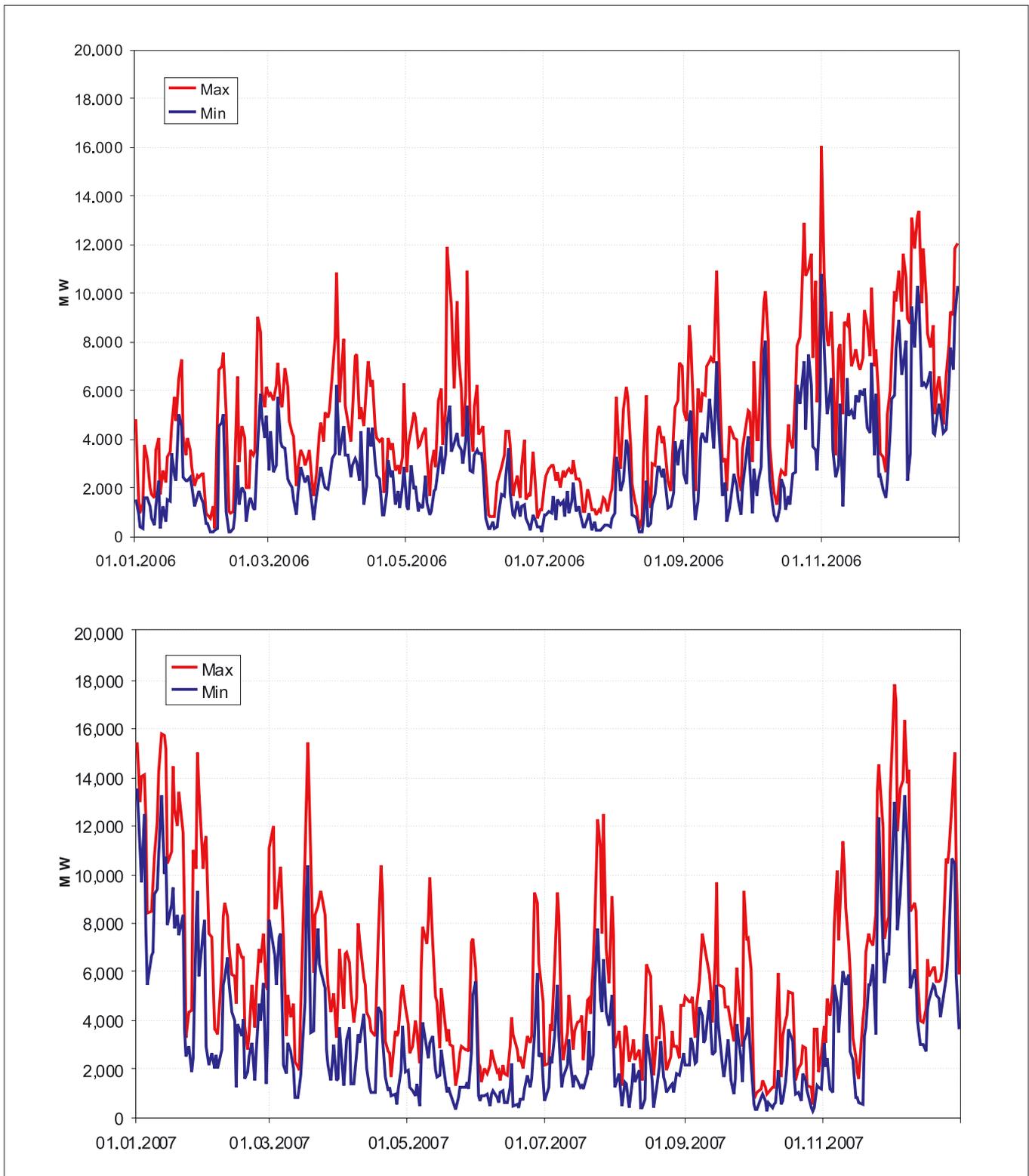


Abbildung 5-6: Höchst- und Tiefwerte der kalendertäglichen Windenergieeinspeisung für das Jahr 2006 und 2007 (Verbundnetzbetreiber)

werden im Kontext der intermittierenden Windstromerzeugung daher nur eine untergeordnete Rolle spielen können. Für die Integration der Windstromerzeugung werden entweder Speichertechnologien mit hoher zeitlicher Flexibilität (über Tage) und längeren Speicherdauern oder aber flexible Stromerzeugungstechnologien zur Abdeckung der Zeiträume mit geringer Wind-

stromspeisung die zentrale Rolle spielen müssen. Gleichwohl wird zu berücksichtigen sein, dass durch die Windstromspeisung z.B. die nächtlichen- und morgendlichen Täler der Stromnachfrage (als Ergebnis von Stromnachfrage und Windenergieeinspeisung, aus der die sogenannte Restlast folgt) stärker profiliert werden als bisher.

5.6.3 Szenario 1: Einmaliges Laden ohne Lastmanagement

5.6.3.1 Zeithorizont 2020

In einem ersten Analyseschritt wird untersucht, welchen Einfluss die Beladung von ca. 1 Mio. netz-elektrischer Fahrzeuge hat, wenn diese Beladung an jedem Werktag etwa um 18 Uhr startet und sich über 5 Stunden erstreckt (Abbildung 5-7). Die werktägliche Ladeleistung beträgt hier etwa 2.000 Megawatt, die mit hoher Wahrscheinlichkeit zum Zeitpunkt der Tageshöchstlast anfällt. Wird unterstellt, dass ein Teil der netz-elektrischen Fahrzeuge vormittags (also z.B. am Arbeitsplatz) aufgeladen wird, so würde sich die Mittagsspitze entsprechend erhöhen und der Anstieg der Abendspitze etwas geringer ausfallen. Aus der nur geringfügigen Erhöhung der Nachfrage nach elektrischer Arbeit (ca. 2 TWh/a)⁸ resultiert also eine durchaus erkennbare Erhöhung der Spitzenlast. Die ausgeprägten Plateaus der Mittags- und Abendspitzen lassen durch eine zeitlich gestreckte – ungesteuerte – Abfolge der Ladevorgänge nur eine geringe Entspannung der Lastsituation erkennen. Für den Zeitraum 2020 ließe sich aus einer ambitionierten Marktdurchdringung von netz-

elektrischen Fahrzeugen ein zwar deutlich erkennbarer, aber dennoch sehr begrenzter Effekt auf die Höchstlastsituation folgern. Über das Jahr verteilt würde die Höchstlast am Mittwoch auf knapp 80.000 MW ansteigen.

5.6.3.2 Zeithorizont nach 2020

Eine deutlich andere Situation ergibt sich bei einem deutlich höheren Anteil netz-elektrischer Fahrzeuge, die für den Zeitraum nach 2020 erwartet werden könnte.

Hier wird eine erheblich größere Strommenge für die – ungesteuerte – Aufladung der Fahrzeugbatterien benötigt, die in einem vergleichsweise kurzen Zeitfenster nachgefragt wird und damit erhebliche Lasteffekte bewirkt:

- Im Szenario mit ca. 10 Mio. netz-elektrischen Kraftfahrzeugen ergibt sich aus einem Strombedarf von ca. 30 TWh/a⁹ und einer Ladezeit von 5 Stunden ein kalendertäglicher Leistungsbedarf von ca. 16.000 MW¹⁰. Dies ist im Vergleich zur Gesamtlast im deutschen Stromversorgungssystem eine signifikante Größenordnung.

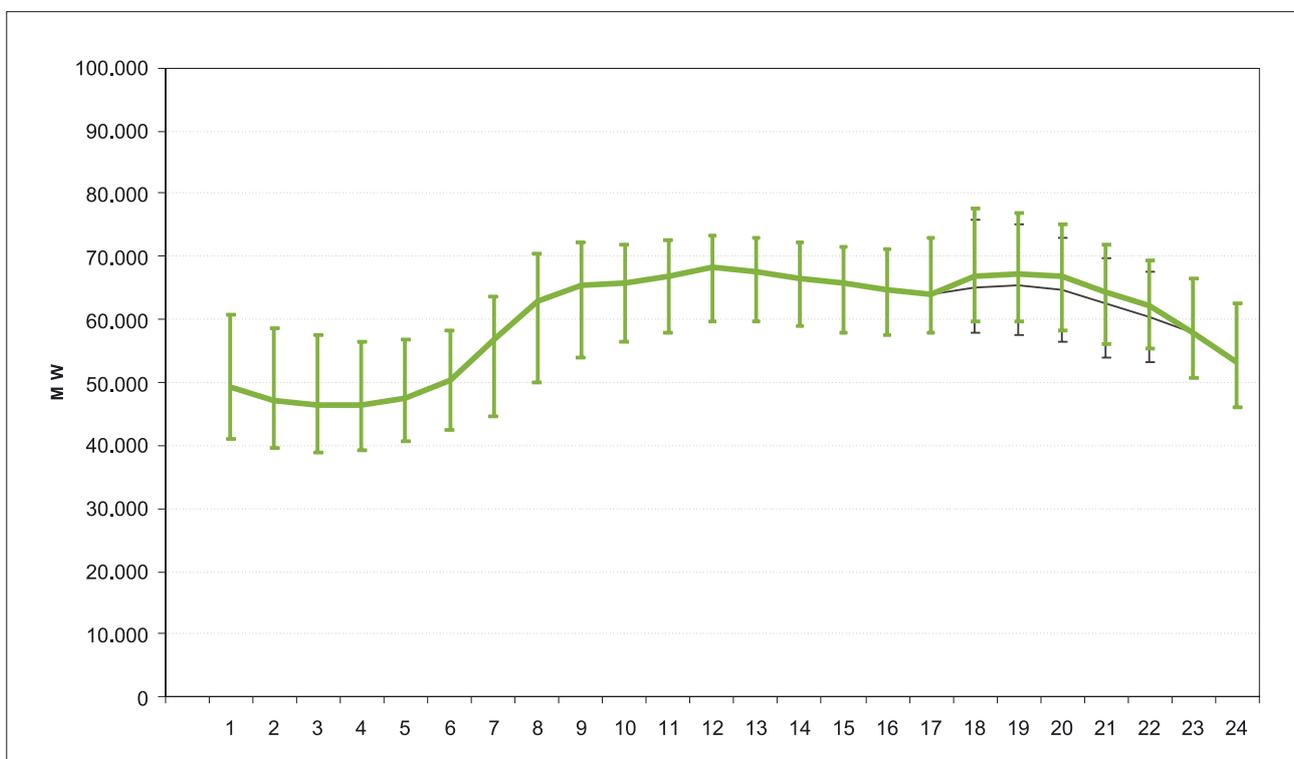


Abbildung 5-7: Entwicklung des Tageslastgangs (Mittel-, Höchst- und Tiefstwerte) am Mittwoch bei einer ungesteuerten Aufladung über 5 Stunden von 1 Mio. netz-elektrischer Fahrzeuge werktäglich um 18 Uhr

⁸ 50 km x 200 Tage pro Jahr x 20 kWh / 100 km = 2 TWh/a für die EV-Flotte

⁹ 75km x 200 Tage pro Jahr x 20 kWh/100km = 30 TWh/a für die EV-Flotte

¹⁰ 30 TWh / 365 Tage = 82,2 GWh/Tag, bei 5 h Ladezeit sind dies rund 16,4 GWel

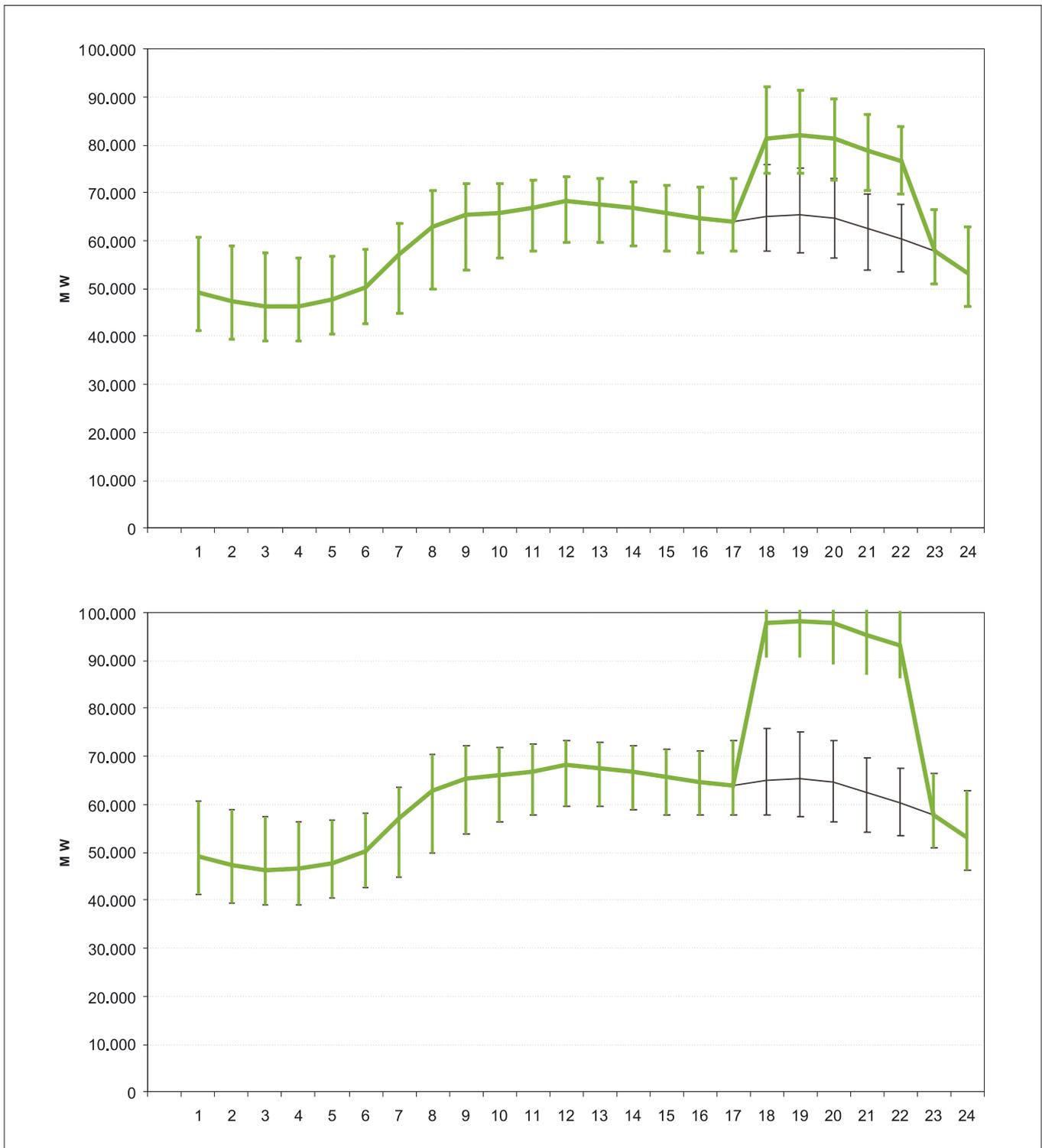


Abbildung 5-8: Entwicklung des Tageslastgangs (Mittel-, Höchst- und Tiefstwerte) am Mittwoch bei einer ungesteuerten Aufladung über 5 Stunden von 10 Mio. und 20 Mio. netz-elektrischer Fahrzeuge kalendertäglich um 18 Uhr (Extremszenario)

- Im Szenario mit ca. 20 Mio. netz-elektrischen Kraftfahrzeugen lässt sich aus der zusätzlichen Stromnachfrage von etwa 60 TWh/a ein kalendertäglicher Leistungsbedarf von etwa 33.000 MW erwarten.

Wie die Abbildung 5-8 verdeutlicht, resultiert aus dem ungesteuerten Beginn der Ladevorgänge am Abend

eines jeden Tages eine massive Verschiebung des Tageslastprofils. Nach 18 Uhr entsteht ein Lastanstieg, der im Szenario mit 10 Mio. netz-elektrischen Kfz dem Anstieg des Strombedarfs von den frühen Morgenstunden bis zur Mittagsspitze entspricht. Für das Szenario mit 20 Mio. netz-elektrischen Fahrzeugen ergibt sich ein noch weitaus stärkerer Anstieg.

Die Jahresspitze des Stromverbrauchs steigt im ersten der gezeigten Szenarien auf über 90.000 MW, im zweiten Szenario auf deutlich über 100.000 MW. Auch wenn die Annahme eines gleichzeitigen Beginns der Ladevorgänge sicher einen Extremfall markiert, verdeutlichen die grafischen Darstellungen eindrücklich, dass ungesteuerte Ladevorgänge für eine große Anzahl von netz-elektrischen Fahrzeugen zu erheblichen Problemen im Stromversorgungssystem (Erzeugungs- und Netzkapazitäten) führen, wenn diese Ladevorgänge unmittelbar in die normalen Nutzungsprofile der Kfz (Ladevorgang direkt nach Ende der täglichen Schwerpunktnutzung) eingepasst werden.

Selbst wenn eine weniger extreme Annahme getroffen wird und unterstellt würde, dass die Aufladeprozesse sich hälftig auf den Wohnort (also ab etwa 18 Uhr) und den Arbeitsplatz (also ab etwa 9 Uhr) verteilen, so halbiert sich der Anstieg des Spitzenbedarfs auf etwa 8.000 MW im ersten sowie etwa 16.500 MW im zweiten Szenario. Eine leichte Entzerrung des Beginns der Ladevorgänge würde dagegen – vor dem Hintergrund der sehr langen Ladezeiträume – kaum zu einer Entspannung der Höchstlastsituation führen. Die genannten Größenordnungen führen auch unter den genannten, die Situation prinzipiell entspannenden Annahmen zu einer signifikanten Herausforderung für das Stromversorgungssystem.

5.6.4 Szenario 2: Einmaliges Schnellladen pro Arbeitstag ohne Lastmanagement

Vor dem Hintergrund der Aufladezeit als kritischer Größe für die netz-elektrische Mobilität ist es vorstellbar, die Aufladung nicht über den 220V-Anschluss sondern über 380V-Anschlüsse vorzunehmen. Entsprechende Drehstromanschlüsse wären über die existierenden Hausanschlussstationen vielerorts unproblematisch zu realisieren. Die Aufladezeit könnte auf etwa 2 Stunden begrenzt werden.

Abbildung 5-9 zeigt den Effekt für den Tageslastgang im deutschen Verbundnetz. Den Ausgangspunkt für diese Modellrechnung bilden dabei einerseits die Annahme, dass es keinerlei Lastmanagement für die Ladevorgänge gibt und andererseits die Hypothese, dass alle Fahrzeuge den Ladevorgang am Ende eines Werktages gleichzeitig beginnen. Die Spitzenlast im deutschen System würde sich hier um bis zu 5.000 MW erhöhen, entsprechende zusätzliche Kraftwerkskapazitäten müssten vorgehalten werden. Wenn für den abendlichen Beginn der Ladevorgänge ein stochastischer Ansatz gewählt würde oder angenommen würde, dass ein Teil der Fahrzeuge tagsüber aufgeladen werden, würde sich die Lastsituation etwas entschärfen bzw. die zusätzliche Last auf die Mittags- und Abendspitze verteilen.

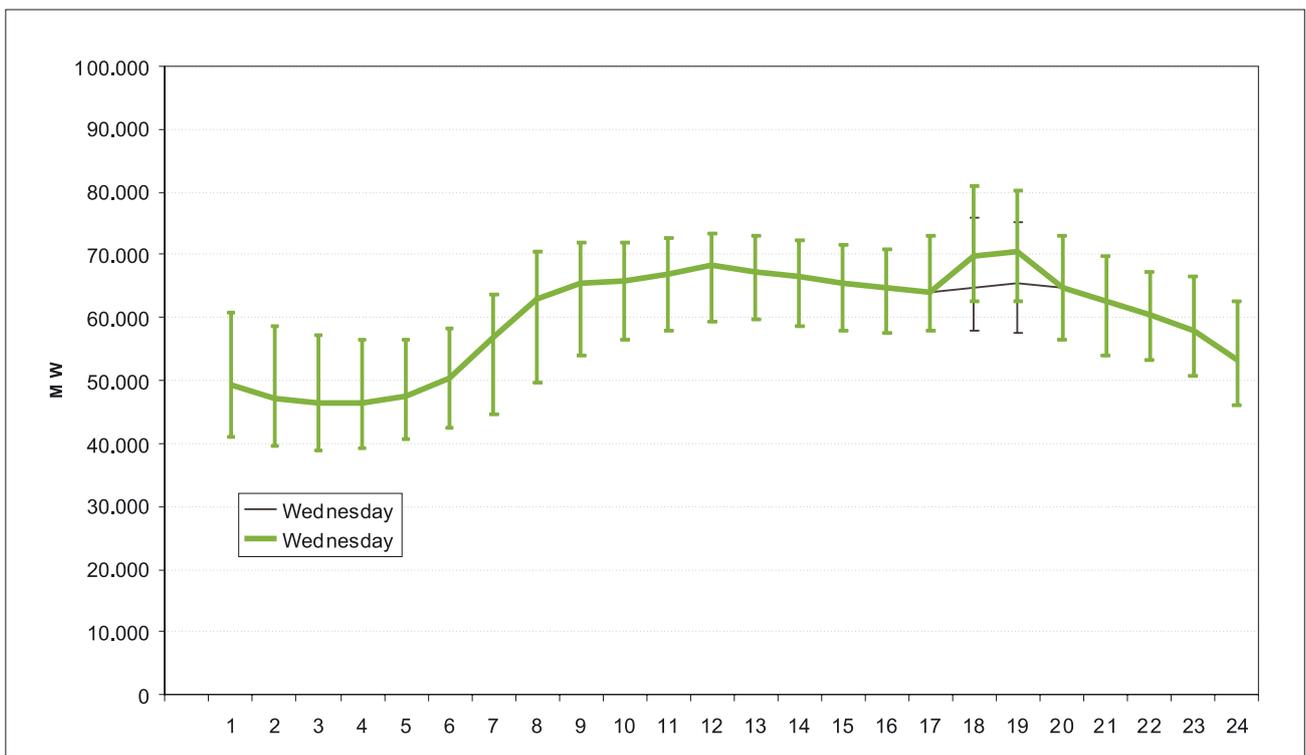


Abbildung 5-9: Entwicklung des Tageslastgangs (Mittel-, Höchst- und Tiefstwerte) am Mittwoch bei einer ungesteuerten Aufladung über 2 Stunden von 1 Mio. netz-elektrischer Fahrzeuge werktäglich um 18 Uhr

Der im Vergleich zur längeren Aufladezeit mehr als verdoppelte Lasteffekt zeigt sich auch für die Szenarien mit höherer Marktdurchdringung für netz-elektrische Fahrzeuge.

Für das Szenario mit 10 Mio. netz-elektrischen Fahrzeugen könnte sich die Spitzenlast im deutschen Verbundnetz im Extremfall um bis zu 40.000 MW erhöhen¹¹, im Szenario mit 20 Mio. netz-elektrischen Fahrzeugen um bis zu 80.000 MW. Auch wenn sich bei einer etwas differenzierteren Modellierung (Aufladung tagsüber und abends, stochastischer Verlauf des abendlichen bzw. vormittäglichen Ladevorgangs) die Dimension des zusätzlichen Lastbedarfs mehr als halbieren könnte (16.000 MW bzw. 33.000 MW), zeigt die gezeigte Übersichtsrechnung klar, dass ohne ein aktives Last- und Lademanagement Szenarien mit hoher Marktdurchdringung für netz-elektrische Fahrzeuge zu gravierenden Folgen für das Stromversorgungssystem (in Bezug auf Kraftwerks- und Netzkapazitäten) führen würden, die die Umsetzung dieser Szenarien deutlich in Frage stellen würden.

5.6.5 Szenario 3: Einmaliges Laden pro Tag mit Lastmanagement

5.6.5.1 Zeithorizont 2020

Der Ladevorgang bildet einen der kritischen Punkte für die netz-elektrischen Antriebe im Bereich des Individualverkehrs. Einerseits muss für die Ladevorgänge eine Passfähigkeit zum generellen Konzept der individuellen Mobilität („Fahren bei individuellem Bedarf“) gesichert werden, andererseits müssen die Ladevorgänge so steuerbar sein, dass sie für ein Stromversorgungssystem integrierbar bleiben, das in den nächsten Dekaden möglicherweise ohnehin durch einen höheren Teil intermittierender und leistungsseitig teilweise nur stochastisch bewertbarer Erzeugungsoptionen gekennzeichnet sein wird.

Wie die vorstehenden Übersichtsrechnungen gezeigt haben, ist ein umfassendes Lade- und Lastmanagement für die netz-elektrische Mobilität unabdingbar, wenn der Anteil der netz-elektrischen Mobilität eine mehr als marginale Größenordnung erreichen soll.

Für ein umfassendes Lade- und Lastmanagement sind die folgenden beiden Grundsatzoptionen vorstellbar:

- Ermöglichung der Batterieaufladung nur über spezielle Netzanbindungen, die vom Netzbetreiber

nach Lastsituation angesteuert werden können. Eine solche spezielle Netzanbindung (und Abrechnung) würde auch dann erforderlich, wenn die im Bereich der Kraftstoffe wegfallende Mineralölsteuer bei größeren Anteilen des netz-elektrischen Individualverkehrs teilweise auf den Strombedarf für die netz-elektrischen Fahrzeuge verschoben werden soll.

- Statt Aufladung der Batterien in den netz-elektrischen Fahrzeugen könnte auch der Austausch des kompletten Batteriesatzes (oder Teilen des Batteriesatzes) verfolgt werden. Das Problem hierbei besteht erstens darin, dass dafür jeweils erhebliche Massen bewegt werden müssten und zweitens durch die Vorratsaufladung von Batteriepacks möglicherweise zusätzliche und signifikante Energieverluste auftreten.

Das Für und Wider der verschiedenen Ansätze kann und soll hier nicht weiter vertieft werden, unterstellt wird für die folgenden Analysen des Stromversorgungssystems, dass ein effektives Lade- und Lastmanagementsystem existiert. Dieses Lade- und Lastmanagement wird sich vor allem auf die Einlastung der Ladevorgänge in die Tageslastkurven konzentrieren müssen. Einer längeren Speicherung von Netzstrom stehen wahrscheinlich die Energieverluste und damit auch die Kosten und die ökologischen Effekte der netz-elektrischen Mobilität entgegen. Faktisch führt das dazu, dass die Aufladevorgänge in den Bereich der Niedriglast, also in die Nachtstunden verschoben werden.

In den hier dargestellten Modellrechnungen wird das Lade- und Lastmanagement so abgebildet, dass die Aufladung der Batterien ab 23 Uhr und für einen Zeitraum von 5 Stunden erfolgt. Zwar bestehen auch geringfügige Möglichkeiten zur Entzerrung in die verbleibenden Nachtstunden, prinzipiell ergibt sich jedoch auch für diese Variante kein substantiell anderes Ergebnis.

Abbildung 5-10 verdeutlicht die Effekte der in die Nachtstunden verschobenen Ladevorgänge. Im Szenario mit einem Marktanteil von ca. 1 Mio. netz-elektrischen Pkw im Jahr 2020 sind die Effekte auf den Tageslastgang wiederum gering. Die werktägliche Leistungsnachfrage in den Nachtstunden erhöht sich leicht um etwa 2.000 MW. Im Bereich der Spitzenlast ergibt sich keinerlei Veränderung. Wie die graphische

¹¹ $30.000 \text{ GWh/a} = 30.000/365 \text{ GWh/d} = 82 \text{ GWh/d} \rightarrow 82 \text{ GWh/2h} = \sim 40 \text{ G}$

Darstellung verdeutlicht, bestehen weitere Freiheitsgrade, die Aufladevorgänge über die Nacht weiter zu strecken oder später beginnen zu lassen. Auch sind hier in den unterschiedlichen Jahreszeiten unterschiedliche Ansätze denkbar. Mit Blick auf die Akzeptanz eines weitgehenden Lade- und Lastmanagement für die netzelektrischen Fahrzeuge ist jedoch wahrscheinlich aus Gründen der Berechenbarkeit der Fahrzeugverfügbarkeit ein vergleichsweise starres zeitliches Gerüst für die Ladevorgänge unabdingbar.

Insgesamt ergeben sich im hier dargestellten Szenario für den Zeithorizont 2020 keine wesentlichen stromwirtschaftlichen Effekte.

5.6.5.2 Zeithorizont nach 2020

Eine deutlich andere Situation ergibt sich für die stromwirtschaftlichen Effekte eines umfassenden Lade- und Lastmanagements für die Szenarien mit deutlich größeren Marktanteilen des netzelektrischen Individualverkehrs.

Die Abbildung 5-11 verdeutlicht die Effekte eines auf 23 Uhr verschobenen Ladevorgangs für die Szenarien mit 10 bzw. 20 Mio. netzelektrischen Fahrzeugen. Die Effekte sind gravierender Natur. Bei einer starren Verortung des Ladevorgangs auf 23 Uhr ergeben sich im Szenario mit 10 Mio. netzelektrischen Pkw neue

Spitzenlastpunkte in den Nachtstunden. Die Höchstlast verschiebt sich auf ein Niveau von ca. 84.000 MW. Selbst wenn man berücksichtigt, dass die gesteuerten Ladevorgänge über die Nacht noch etwas gestreckt werden können, so verändert sich das Lastprofil des Stromversorgungssystems erheblich in Richtung eines Tageslastgangs mit nur noch geringen Schwankungen. Dies hat gravierende Auswirkungen auf die Struktur, die Wirtschaftlichkeit sowie die Freiheitsgrade und die strategischen Ansätze bei der Umstrukturierung des Kraftwerksparks (siehe unten). In jedem Fall würde sich die stromwirtschaftliche Debatte fundamental anderen Herausforderungen stellen müssen.

Noch deutlich gravierende Folgen entstehen für den Fall des Szenarios mit 20 Mio. netzelektrischen Fahrzeugen. Hier würden bei auf die Nachtstunden konzentrierten Ladevorgängen in der Nacht Lastspitzen entstehen, die sehr deutlich über den bisherigen Werten liegen. Die Spitzenlast würde von Werten unter 80.000 MW auf Werte bis zu 100.000 MW ansteigen. Auch in dieser Variante könnten die Ladevorgänge weiter gestreckt und damit die Spitzenlastpunkte etwas verschoben werden. Die Abbildung 5-11 verdeutlicht aber auch die Grenzen solcher Verschiebungen. Selbst wenn die Morgenstunden eines jeden Tages für die Aufladevorgänge genutzt würden, würde ein insgesamt deutlich höheres Spitzenlastniveau entstehen, gleichzeitig sich

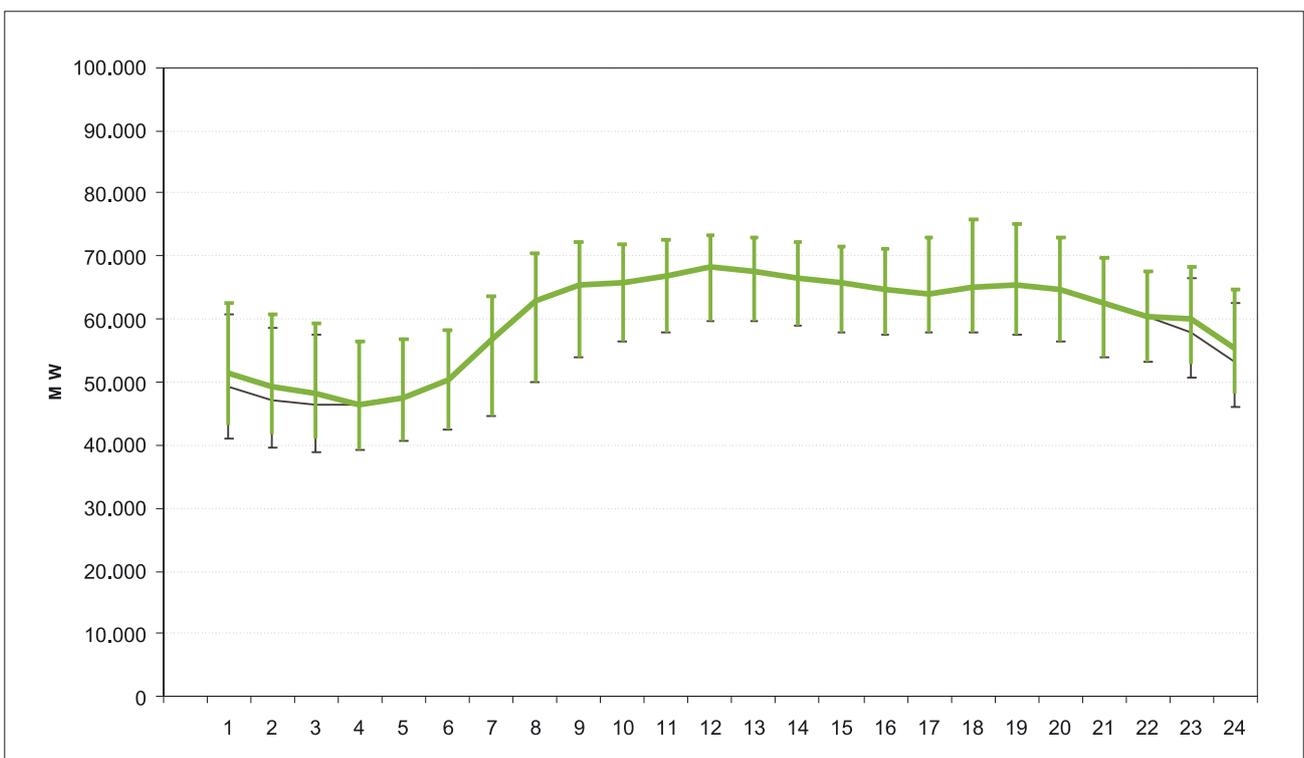


Abbildung 5-10: Entwicklung des Tageslastgangs (Mittel-, Höchst- und Tiefstwerte) am Mittwoch bei einer gesteuerten Aufladung über 5 Stunden von 1 Mio. netzelektrischer Fahrzeuge werktäglich um 23 Uhr

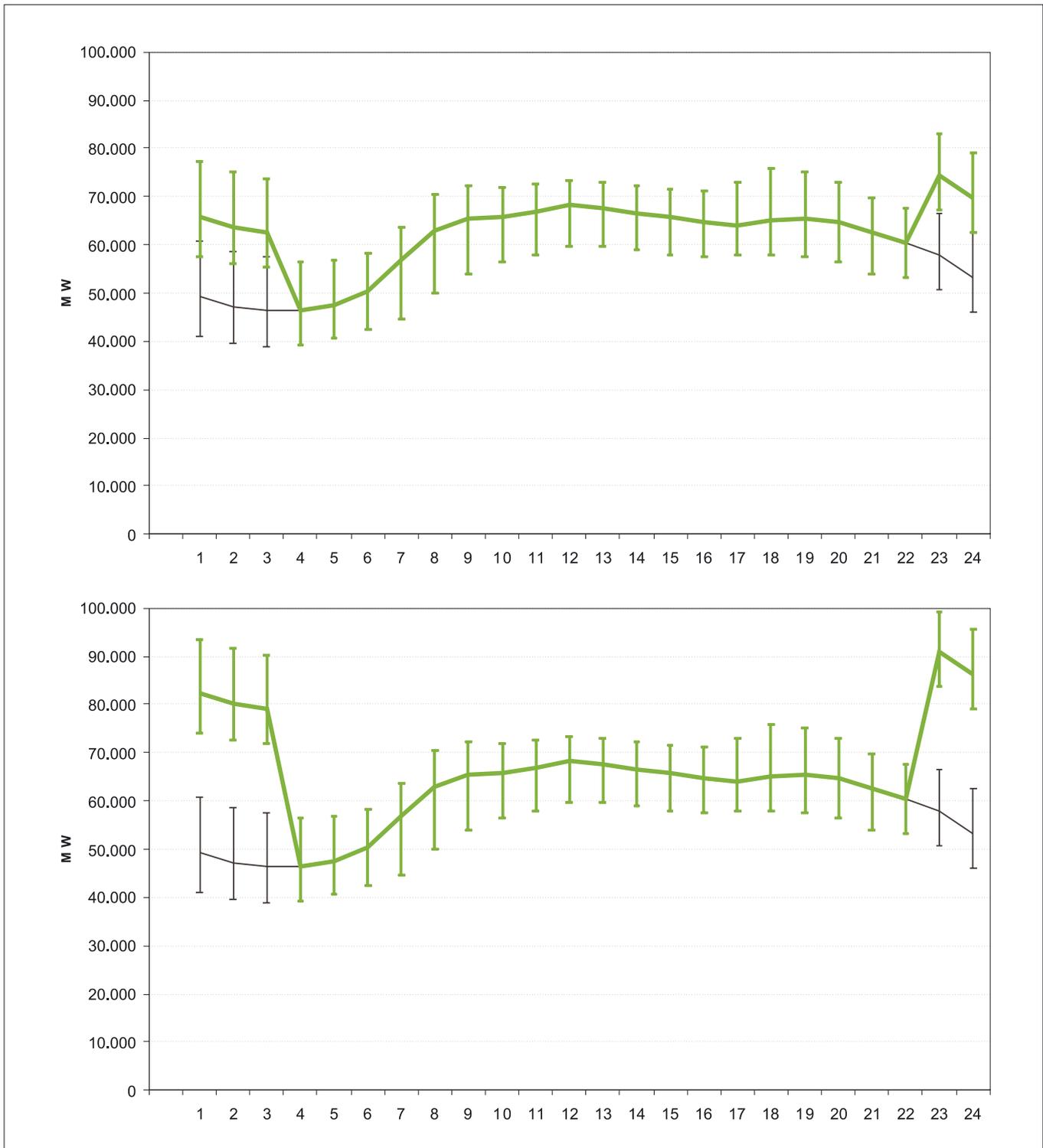


Abbildung 5-11: Entwicklung des Tageslastgangs (Mittel-, Höchst- und Tiefstwerte) am Mittwoch bei einer gesteuerten Aufladung über 5 Stunden von 10 Mio. und 20 Mio. netz-elektrischer Fahrzeuge kalendertäglich um 23 Uhr

aber der Tageslastgang entscheidend (und in Richtung eines nahezu flachen Lastbedarfs) verschieben. Auch hier sind die stromwirtschaftlichen Konsequenzen weitreichender Natur und sind erhebliche strategische Implikationen für die klimapolitisch notwendigen Umgestaltungsstrategien zu berücksichtigen: Ein klimaverträgliches (und damit in der Perspektive für 2050 weitgehend CO₂-freies) und nachhaltiges Stromversorgungssystem wird in der Perspektive einen

erheblichen Teil intermittierender Stromerzeugungsoptionen integrieren müssen. Neben der Kombination verschiedener erneuerbarer Energien wird es jedoch eines erheblichen Anteils flexibler Erzeugungsoptionen bedeuten, die als Ausgleichs- und Ersatzoptionen im Kraftwerkspark wirtschaftlich betrieben werden können. Auf absehbare Zeit werden hier Erdgas-Kraftwerke eine wichtige Rolle spielen müssen.

Wenn aber die bisher existierenden Lasttäler nahezu vollständig durch den Strombedarf der Ladevorgänge für netz-elektrische Fahrzeuge „aufgefüllt“ werden und sich ggf. das Lastniveau insgesamt anhebt, so würden sich die Jahreslaufzeiten für die genannten flexiblen Kraftwerke deutlich erhöhen müssen.

Diese stärkere Inanspruchnahme von notwendigerweise flexiblen Spitzen- und Mittellastkapazitäten bringt natürlich auch die Erhöhung des Emissionsniveaus mit sich und verändert die Kostenstruktur des Stromerzeugungssystems.

Ein fundamental geändertes Profil der Lastprofile verändert natürlich auch das Investitionskalkül bzw. die Wirtschaftlichkeit von Kraftwerksoptionen. Selbst bei Berücksichtigung erhöhter Windenergieeinspeisungen etc. führt die gezeigte Änderung des Lastprofils entweder dazu, dass erhebliche zusätzliche Kraftwerkskapazitäten benötigt werden oder dass die Aufladevorgänge weiter gestreckt werden müssen. Mit dem erhöhten und über den Tag weitgehend flachen Verbrauchsprofil verbessert sich die Wirtschaftlichkeit von Kraftwerksinvestitionen mit hohem Fixkostenanteil und dem Potential für einen durchgehenden Betrieb über das gesamte Jahr. Im Bereich der CO₂-armen Erzeugungsoptionen sind dies Kraftwerke mit CCS oder Kernkraftwerke. Für Kraftwerke, die zukünftig nur ohne CO₂-seitige Restriktionen im wesentlichen Umfang betrieben werden können, betrifft dies die Anlagen auf Basis von Stein- und Braunkohle.

Ein massiver Ausbau der netz-elektrischen Mobilität wird selbst bei einer angenommenen erfolgreichen Einführung eines weitreichenden Lade- und Lastmanagements einen Impuls für die folgenden Diskussionsstränge geben:

1. die Rolle der Kernenergie in weitreichenden Klimaschutzstrategien;
2. die Notwendigkeit und die Passfähigkeit von CCS-Kraftwerken in einem klimapolitisch ausgerichteten Kraftwerkspark;
3. den Umgang mit großen Leistungsanteilen intermittierender Stromeinspeisungen aus regenerativen Quellen;
4. die Balance zwischen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, CCS-Kraftwerken sowie flexiblen Kraftwerken auf Erdgasbasis.

Diese Diskussion ist sinnvoll, notwendig und wahrscheinlich auch sehr ertragreich, sie muss nur bei den Diskussionen um den netz-elektrischen Individualverkehr umfassend, in großem Detail und vor allem integriert geführt werden.

5.7 Zusammenfassung der wichtigsten klimapolitischen und stromwirtschaftlichen Erkenntnisse der Betrachtung einer ehrgeizigen Markteinführung von Elektroautos

Der Einsatz netz-elektrischer Fahrzeuge wird sich auf ein bestimmtes Segment des Verkehrsaufkommens beschränken. Die bestehenden und absehbaren Reichweiten der netz-elektrischen Antriebe beschränken das Ziel-Segment im Individualverkehr wahrscheinlich auf maximal 30 bis 50% der Fahrleistungen, vor allem im Kurz- und Mittelstreckenverkehr. Längere Strecken werden möglicherweise mit den gleichen Fahrzeugen zurückgelegt, dann aber ohne die angestrebten Vorteile der netz-elektrischen Antriebe (Hybride). Mit Blick auf die gesamten CO₂-Emissionen des Straßenverkehrs (einschließlich Güterverkehr) werden netz-elektrische Antriebe voraussichtlich einen Anteil von 25 bis 35% der gesamten CO₂-Emissionen aus dem Straßenverkehr adressieren können. Für die verbleibenden Bereiche werden in ambitionierten Klimaschutzstrategien andere Lösungen, einschließlich einer emissionsarmen Energieträgerbasis (Biokraftstoffe, Wasserstoff etc.) gefunden werden müssen. Für die potenziellen Lösungsbeiträge ist die Unterscheidung der in Frage kommenden Zeithorizonte wichtig:

- Für die Perspektive des Jahres 2020 werden durch netz-elektrische Antriebe nur geringe CO₂-Minderungsbeiträge erzielt werden können. Selbst bei sehr optimistischen Annahmen (100 Mrd. km netz-elektrischer Fahrleistung, im Gesamtsystem CO₂-freie Strombereitstellung für die netz-elektrischen Antriebe) ergeben sich für 2020 Emissionsminderungsbeiträge von etwa 1 Mio. t CO₂. Netz-elektrische Fahrzeugantriebe gehören damit zu den Technologieentwicklungen, die bis 2020 keine signifikanten CO₂-Minderungsbeiträge erbringen könnten.“
- Unterstellt man für den Zeitraum nach 2020 sehr ehrgeizige Marktdurchdringungsszenarien, so könnten bei 10 Mio. netz-elektrischen Pkw CO₂-Minderungen von etwa 10 bis 12 Mio. t CO₂ und bei 20 Mio. netz-elektrischen Pkw etwa 19 bis 24 Mio. t CO₂ vermieden werden.

Die realen CO₂-Minderungsbeiträge des netz-elektrischen Individualverkehrs ergeben sich vor allem aus den zurechenbaren Stromerzeugungskapazitäten:

- die derzeit direkt oder indirekt verfügbaren Kraftwerksressourcen (Grenzkraftwerke) im deutschen

Stromsystem haben hohe spezifische Emissionen. Selbst bei sehr modernen Batterietechnologien ergeben sich für Pkw der Kompaktklassenklasse spezifische Emissionen von über 200 g CO₂/km, die damit deutlich über denen von modernen konventionellen Antrieben liegen.

- Zukünftig könnten sich diese Werte in Richtung von 170 g CO₂/km verschieben, wenn sich die verfügbaren Grenzressourcen der Stromerzeugung in Richtung moderner Steinkohlenkraftwerke verschieben. Dies liegt (leicht) über dem Emissionsniveau vergleichbarer Kompaktkwagen mit modernen konventionellen Antrieben.
- Würden die Gaskraftwerke die Grenzressourcen des deutschen Kraftwerksparks bilden (was derzeit nicht absehbar ist), so würden sich spezifische Emissionswerte von unter 100 g CO₂/km ergeben. Hier könnten Emissionsvorteile von 20 bis 30% gegenüber konventionellen Kompaktkwagen erzielt werden.
- CO₂-Vorteile in einer anderen Größenordnung ergeben sich für netz-elektrische Antriebe nur dann, wenn der Strom CO₂-arm hergestellt werden kann, also vor allem aus erneuerbaren Energien oder CCS-Kraftwerken bereitgestellt wird. Angesichts des existierenden Kraftwerksparks kann jedoch ohne zusätzliche, explizit auf die netz-elektrischen Antriebe abstellende Fördermaßnahmen z.B. für erneuerbare Energien eine CO₂-arme Strombereitstellung für netz-elektrische Antriebe nicht unterstellt werden.

Neben der technischen Infrastruktur des Kraftwerksparks bildet jedoch der regulatorische Rahmen für die Stromerzeugung wie auch die CO₂-Grenzwerte für Fahrzeugflotten sowie ggf. die Förder- und Verrechnungsmechanismen für erneuerbare Energien eine entscheidende Rahmenbedingung dafür, ob mit netz-elektrischen Antrieben auch langfristig real Treibhausgasemissionen gemindert werden können. Solche Emissionsminderungen können für den Zeitraum nach 2020 nur erwartet werden,

- wenn die CO₂-Grenzwertvorgaben für Pkw die Möglichkeit der Emissionsverschiebung in andere Bereiche (Stromerzeugung) explizit berücksichtigen und bei den Zielvorgaben bzw. den Anrechnungsmethoden für netz-elektrische Antriebe entsprechend ausgestaltet werden (beim derzeitigen regulatorischen Rahmen kann eine Situation entstehen, bei der durch netz-elektrische Antriebe faktisch kein Innovationsdruck für weitere Effizienzsteigerungen bei konventionellen Antrieben entsteht);

- wenn der erhöhte Strombedarf für die netz-elektrischen Antriebe – im Vergleich zur Variante ohne diese Antriebe – nicht zu einer Lockerung des Caps im EU-Emissionshandel führt.

Die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien durch netz-elektrische Antriebe wird nur dann ermöglicht werden, wenn das regulatorische Umfeld für die Förderung der erneuerbaren Energien die zusätzliche Erschließung erneuerbarer Energien explizit adressiert.

Bei einer inkonsistenten Ausgestaltung des regulatorischen Umfeldes für den Verkehr- und den Stromsektor sowie ggf. die Förderung erneuerbarer Energien kann die Einführung netz-elektrischer Antriebe im Gesamtsystem sogar zu steigenden Emissionsniveaus führen. Für die stromwirtschaftlichen Effekte einer ambitionierten Einführung von netz-elektrischen Antrieben müssen einerseits die zeitlichen Horizonte und andererseits die verschiedenen stromwirtschaftlichen Dimensionen betrachtet werden.

Für den Zeitraum bis 2020 werden sowohl die klimapolitischen Beiträge als auch die stromwirtschaftlichen Effekte selbst ambitionierter Einführungspfade (1 Mio. Fahrzeuge mit überwiegend netz-elektrischer Fahrleistung) gering bleiben. Der Strom- wie auch der Leistungsbedarf liegt im Bereich der ohnehin auftretenden Schwankungen. Die Einführung von Lade- und Laststeuerung ist aus Gründen der System- und Infrastrukturentwicklung zwar geboten, bis zum Jahr 2020 jedoch keineswegs unabdingbar.

Eine gravierend andere Situation stellt sich bei weiter in die Zukunft reichenden Einführungsszenarien. In einem Szenario, dass einen Bestand von 10 bis 20 Mio. netz-elektrischen Pkw unterstellt bleibt der Strombedarf für diese Fahrzeugflotte mit 23 bis 60 TWh in Grenzen (ca. 4 bis 10% des deutschen Stromverbrauchs), allerdings ergeben sich erhebliche Folgen für den Lastverlauf im deutschen Stromversorgungssystem:

- Ohne Lade- und Lastmanagement könnten die genannten Größenordnungen netz-elektrischer Mobilität zu einer Erhöhung des Spitzenlastbedarfs auf deutlich über 100.000 MW (aktueller Stand ca. 78.000 MW) führen.
- Mit einem umfassenden Lade- und Lastmanagement kann die Erhöhung des Spitzenlastpunktes wahrscheinlich nicht ganz vermieden, die zusätzlichen Strommengen könnten jedoch in die existierenden Lasttäler verschoben werden. Bei den Szenarien mit sehr hohen Anteilen netz-elektrischer

Mobilität könnte das jedoch zu einem grundlegend veränderten, überwiegend flachen Lastgang führen.

Die Beiträge von elektrischen Speichern zur Abpufferung von intermittierenden Einspeisungen aus z.B. Windkraftanlagen sind wahrscheinlich eher gering, da die notwendigen Speicherzyklen für die Abpufferung intermittierender Leistungen sich mit den für die netzelektrische Mobilität mit eher geringen Reichweiten notwendigen Ladezyklen nur unzureichend überschneiden.

Die bei ambitionierten Einföhrungsszenarien für netzelektrische Pkw mit umfassendem Lade- und Lastmanagement gravierend veränderte Lastkurve führt dazu, dass die klimapolitisch gebotene Umgestaltung des Stromsystems (Kraftwerke und Netzinfrasturktur) sich teilweise stark verändert.

Wenn davon ausgegangen wird, dass erneuerbare Energie zwar theoretisch unbegrenzt zur Verfügung stehe, aber einerseits bis auf weiteres technischen und wirtschaftlichen Potenzialrestriktionen unterliegen werden und andererseits zeitlich und räumlich ebenfalls Beschränkungen unterliegen, so ergeben sich unter anderem die folgenden Herausforderungen:

- Die umfangreiche Einbindung intermittierender Leistungen (Windenergie) wird bei gravierend veränderten Lastgängen wahrscheinlich komplexer, hinsichtlich der CO₂-Emissionen für die notwendige

gen flexiblen Ergänzungskraftwerke ergeben sich zusätzliche Probleme.

- Die wirtschaftliche Darstellbarkeit von kapitalintensiven Stromerzeugungstechnologien könnte sich ggf. deutlich verbessern. Dies kann ohne komplementäre politische Intervention zu veränderten (positiven) Investorenerwartungen bei konventionellen Kohlekraftwerken führen, der Diskussion um die Kernenergie einen neuen Impuls geben, aber auch die wirtschaftliche Darstellbarkeit von CCS-Kraftwerken verbessern.

Die genannten Aspekte (die teilweise politischer Natur sind) bilden natürlich kein Ausschlusskriterium für ambitionierte Markteinföhrungsstrategien für netzelektrische Antriebe, zeigen jedoch auch, dass die verkehrspolitische Diskussion dringend und intensiv in Bezug auf Strategien und regulatorische Ansätze mit der stromwirtschaftlichen (Reform-) Diskussion verbunden werden muss.

Die mit netzelektrischen Antrieben verbundene Integration eines nicht unmaßgeblichen Teils des Verkehrssektors in das stromwirtschaftliche System muss auch zu integrierten Bewertungs- und Strategieansätzen führen. Eine weiterhin und weitgehend entkoppelte Diskussion kann möglicherweise zum genauen Gegenteil der intendierten Ziele einer ambitionierten Strategie für netzelektrische Antriebe führen.

Tabelle 5-2: Zusammenfassung der Ergebnisse der Überschlagsrechnungen aus den Szenarien zu Extremsituationen der Beladung von Elektrofahrzeugen

Szenario *	Zeithorizont	Anzahl Fahrzeuge	Ladedauer	Zusätzlicher durchschnittl. Leistungsbedarf	Jahreshöchstlast am Betrachtungstag
Einmaliges Laden pro Arbeitstag ohne Lastmanagement	bis 2020	1 Mio.	5 h	2.000 MW	78.000 MW
	nach 2020	10 Mio.		16.000 MW	94.000 MW
		20 Mio.		33.000 MW	> 100.000 MW
Einmaliges Schnellladen pro Arbeitstag ohne Lastmanagement	bis 2020	1 Mio.	2 h	5.000 MW	81.000 MW
	nach 2020	10 Mio.		40.000 MW	118.000 MW
		20 Mio.		80.000 MW	158.000 MW
Einmaliges Laden pro Tag mit Lastmanagement	bis 2020	1 Mio.	5 h	2.000 MW	76.000 MW
	nach 2020	10 Mio.		16.000 MW	84.000 MW
		20 Mio.		33.000 MW	100.000 MW

*Betrachtung der Extremsituation einer gleichzeitigen Aufladung aller Fahrzeuge

6 Fazit zu den Perspektiven der Elektromobilität

Elektromobilität wird in Regierungs-, Energieerzeuger-, Umwelt-, Automobil- und Forschungskreisen als mittelfristig gangbarer Pfad aus der Abhängigkeit von Öl und zur Senkung der Emissionen im Straßenverkehr angesehen. Die Effizienz der Elektromotoren, die rasante Entwicklung bei mobilen Speichern und die Absicht der Bundesregierung die Betankung weitestgehend auf Basis erneuerbarer Energien vorzunehmen, scheinen dem Wunsch nach Unabhängigkeit, Verbesserung von Effizienz und besserer Integration von EE sowie nach Technologievorsprung und neuen Märkten Substanz zu verleihen. Gleichzeitig wird somit für Strom aus Erneuerbaren Energien ein neuer Absatzmarkt geschaffen, der zudem die Marktintegration der EE beschleunigen könnte und volkswirtschaftlich positiv zu bewerten wäre.

Mit der Elektromobilität gehen Chancen und Risiken einher, die heute nur schwer abzuschätzen sind. Da es eine zwingende Verbindung zwischen Elektromobilität und grünem Strom bislang nicht gibt und die Bewertung der Produktqualität und des mit „grünem Strom“ verbundenen ökologischen Zusatznutzens zudem schwierig, sind auch weiterhin die Auswirkungen auf den Kraftwerks-Mix offen.

Dass bis 2020 mindestens 1 Mio. Elektrofahrzeuge die deutschen Straßen befahren könnten, scheint Konsens bei fast allen Akteuren zu sein. Um dies sicherzustellen, hat die Bundesregierung eine Effizienzstrategie entwickelt, welche die Markteinführung von EV und die Technologieführerschaft von Deutschland sichern soll. Hierzu gehören die Förderung von technologischen Entwicklungen insbesondere im Bereich mobiler Speicher, die Entwicklung einer geeigneten Infrastruktur sowie wirtschaftlicher und rechtlicher Rahmenbedingungen, einschließlich der Entwicklung der Märkte.

Auch wenn eine Vielzahl von technischen, wirtschaftlichen und Akzeptanzfragen für den netz-elektrischen Individualverkehr noch nicht geklärt sind, so können Fahrzeuge mit einem erheblichen Anteil netz-elektrisch angetriebener Fahrleistung Vorteile in Bezug auf die Energieeffizienz aufweisen. Sie haben das Potenzial, die Brennstoffbasis der individuellen Mobilität weg vom Mineralöl (jedoch nicht notwendigerweise auch weg von den Kohlenwasserstoffen – zumindest für den Fall, dass in der Stromerzeugung Erdgas in maßgeblichem Umfang zum Einsatz kommt) zu verschieben. In jedem Fall kann eine Reihe von Innovationen aus der Entwicklung der netz-elektrischen Antriebe auch für die Entwicklung effizienter Antriebe auf Basis anderer

Energieträger eine wichtige Rolle spielen.

Ob und in welchem Ausmaß netz-elektrische Pkw einen Beitrag zu signifikanten Treibhausgasreduzierungen leisten können, hängt von einer ganzen Reihe von Faktoren ab. Hierzu gehören, um nur einige zu nennen:

- Akzeptanz in der Bevölkerung, die scheinbar stark mit dem Fahrkomfort (Reichweite) und dem Preis-Leistungsverhältnis (Kaufpreis, Strompreis, Steuer) korreliert;
- die Infrastruktur, die insbesondere in Ballungszentren, wo an der Straße geparkt wird, noch eines Ausbaus bedarf;
- Regulatorische Rahmenbedingungen, die in ihrer Umsetzung die Anreize verändern können;
- Marktanteil an Elektromobilität und ihre Entwicklung über die Zeit, da sie sich auf die Zusammensetzung des Kraftwerksparks auswirkt;
- die Entwicklung des Kraftwerksparks selbst.

Für eine Positionierung zum elektrisch angetriebenen Individualverkehr sind nachfolgend nochmals die Essenzen der Studie zusammengefasst, teils als Feststellung, teils als Handlungsempfehlung.

1. Der realistischere erwartbare Beitrag der Elektromobilität zur Erreichung der Klimaschutzziele bis 2020 ist gering.
2. Auch bei weitergehenden ehrgeizigen Zielsetzungen der Verbreitung von Elektrofahrzeugen bis 2030 ist die Elektromobilität nicht als Eckpfeiler einer erfolgreichen Klimaschutzstrategie anzusehen, sondern als willkommener, quantitativ allerdings eher geringer Zusatzbeitrag.
3. Dieser Zusatzbeitrag verdient gleichwohl politische Unterstützung, da er eine von mehreren Optionen darstellt, den Verkehrsbereich klima- und umweltverträglicher, im Sinne der lokalen Minderung von Lärm und Abgas, zu gestalten.
4. Ein durch die Verbreitung der Elektromobilität höherer Stromverbrauch gegenüber dem Referenzfall bietet keinesfalls einen Anlass zur Erhöhung des Caps für die Stromerzeugung im Rahmen des Emissionshandels, da letztlich nur „sauberer“ Strom einen ausreichenden ökologischen Vorteil der Elektrofahrzeuge gegenüber den heutigen Benzinfahrzeugen aufweist, nicht jedoch Strom aus dem bestehenden Kraftwerkspark. Generell gilt, dass neue Anwendungen für den Strom nur auf der Basis von CO₂-freier bzw. –neutraler Stromerzeugung klimapolitisch akzeptabel sind.

5. Eine ungesteuerte Aufladung der Akkus der Elektrofahrzeuge birgt das Risiko erheblicher zusätzlicher Lastspitzen sowohl im Hinblick auf den Kraftwerkseinsatz als auch auf die Netzbelastung, das volkswirtschaftlich nicht akzeptabel ist. Elektromobilität ist mithin einzubetten in ein umfassendes intelligentes Lastmanagementsystem unter Einbeziehung fluktuierender Angebots- und Nachfragemuster.
6. Die Erwartungen an die Verwendung der Akkumulatoren in Elektrofahrzeugen als künftige Speicher für fluktuierende Stromerzeugung entbehren derzeit einer realistischen Grundlage: weder sind die notwendigen Batterien dafür in der erforderlichen Qualität zu tragfähigen Kosten heute oder in naher Zukunft verfügbar noch besteht aktuell ein Bedarf für Speicherung. Die Möglichkeit zur gesteuerten Entladung der Speicher erscheint nur wenig kompatibel mit der vorherrschenden Spontaneität der Fahrzeugnutzer.
7. Die Tarifierung der Elektromobilität erfordert mit hoher Wahrscheinlichkeit den Aufbau einer separaten Auflade-Infrastruktur mit getrennter Zählung und Abrechnung, um ungewollte Wettbewerbsverzerrungen, soziale Ungerechtigkeiten und den Aufbau eines großen Bürokratieapparates zu vermeiden sowie Einnahmeausfälle aus der Mineralölsteuer zu kompensieren.

Bisher sind viele Punkte noch ungeklärt und manches Potenzial wohl überbewertet. Dennoch sind mit dem Thema Elektromobilität klimapolitische Chancen verbunden, die umfassend ausgelotet werden sollten.

7 Literaturverzeichnis

- (BDEW 2007) Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: „Energie- und Klimapolitik braucht integrierte Konzepte“; Rede der BDEW-Präsidenten Dr. Werner Brinker und Michael G. Feist vom 25.10.2007
- (Bine 2003) BINE Informationsdienst: Kinetische Speicherung von Elektrizität; Projektinfo 11/03, Bonn 2003
- (Bine 2007) BINE Informationsdienst: Druckluftspeicher-Kraftwerke; Projektinfo 05/07, Bonn 2007
- (Bundesregierung 2008) „Sachstand und Eckpunkte zum Nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität“; Berlin, 19. November 2008
- (Continental 2007) Pressemitteilung der Continental AG vom 07.05.2007: Neue Continental-Studie: Klimadiskussion lässt Interesse an Kauf von Hybridfahrzeug deutlich ansteigen; http://www.conti-online.com/generator/www/com/de/continental/portal/themen/presse_services/pressemitteilungen/verschiedenes/pr_2007_05_07_hybrid_de.html
- (EP 2008) European Parliament: REPORT on the proposal for a directive of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources, 26.9.2008
- (Evonik 2007) Evonik Industries elements 22 – Science newsletter 2008, S. 18
- (JRC et al. 2008) Joint Research Centre (JRC); Concauwe, Eucar: Well-to-wheels analysis of future autotomotive fuels and powertrains in the European Context. Version 2c, March 2007
- (KBA 2006) Kraftfahrt-Bundesamt: Statistische Mitteilungen – Reihe 2: Fahrzeugbestand; Flensburg 2006
- (KBA 2008) Kraftfahrzeugbundesamt: „Fahrzeugzulassungen Bestand Emissionen, Kraftstoffe 1. Januar 2008“; veröffentlicht April 2008
- (KOM 2008) Europäische Kommission: Vorschlag für eine RICHTLINIE DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, KOM(2008) 19 endgültig, Brüssel, 23.1.2008
- (LAT/AUTH et al. 2008) LAT/AUTH; EnviCon; E3M-Lab/NTUA; Ökopol; KTI, Renault 2008: European Database of Vehicle Stock for the Calculation and Forecast of Pollutant and Greenhouse Gases Emissions with REMOVE and COPERT. Final Report, 02 July 2008
- (Liebl 2008) Liebl, J.: „Elektromobilität – Ein weiterer Baustein der BMW EfficientDynamics Strategie“; Vortrag während der Nationale Strategiekonferenz Elektromobilität 25. November 2008, Berlin; BMW Group, Dr. Johannes Liebl, Leiter Energiemanagement, Aerodynamik, Leichtbau, Fahrleistung, Verbrauch und CO₂
- (Matthes/Ziesing 2008) Matthes, F. Chr.; Ziesing, H.-J.: Entwicklung des deutschen Kraftwerksparks und die Deckung des Strombedarfs. Kurzexpertise für den Rat für Nachhaltige Entwicklung, Oktober 2008
- (McKinsey 2007) McKinsey&Company: Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland; Berlin, September 2007
- (MIT 2007) Massachusetts Institute of Technology (MIT): Technology Review; Heise-Verlag, August 2007
- (Neue Energie 2007) Winhold, N.: Millionen kleine Speicher; Neue Energie 07/2007
- (Porsche 2008) Homepage der Dr. Ing. h.c. F. Porsche AG: Porsche Geschichte, Meilensteine, die Anfänge; <http://www.porsche.com/germany/aboutporsche/porschehistory/milestones/>
- (Reuters 2009) in „Daimler will Branchenkrise aus eigener Kraft überstehen“; Montag, 12. Januar 2009, 07:12 Uhr; Abrufbar im Internet unter: <http://de.reuters.com/article/idDEBEE50B00T20090112>
- (Schneider 2007) Schneider, L.: Is the CDM fulfilling its environmental and sustainable development objectives? An evaluation of the CDM and options for improvement, Öko-Institut, Report for WWF, Berlin, 5 November 2007
- (Staschus 2008) Staschus, K.: BDEW-Position zu Rahmenbedingungen für die Elektromobilität - Nationale Strategiekonferenz Elektromobilität 25. November 2008, Berlin; Dr. Konstantin Staschus, Mitglied der Geschäftsleitung, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW)
- (Think 2008) Think Global AS, Homepage des Konzerns: <http://www.en.think.no/think/Think-Models-Concepts/>; Oslo, Stand März 2008
- (Toyota 2007) Homepage von Toyota Japan: technisches Datenblatt zum Toyota Prius Plug-In: <http://www.toyota.co.jp/en/news/07/0725.html>; Stand 25. Juli 2007
- (UBA 2007) Machat, M./ Werner, K.: Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen im deutschen Strommix; Umweltbundesamt, Climate Change; ISSN 1862-4359; Dessau, April 2007
- (UBA 2009) Auszug aus der TREMOD-Datenbank Version 4.17 vom 17. Februar 2009
- (VDI 2007) „Flexible Keramik macht Akkumulator fit“; VDI-Nachrichten 14.12.2007
- (VDI 2007a) „Lithium-Ionen-Akku fürs Fahrzeug“; VDI-Nachrichten 21.12.2007, S. 18
- (VDI 2008) „Der globale Trend geht zum Elektroantrieb“; VDI-Nachrichten 04.01.2008
- (VDI 2008a) E-Mobilität: Stromkonzern E.on sieht große Chancen, warnt aber auch vor Risiken; VDI-Nachrichten 14. November 2008, S.12
- (WindGuard 2008) Arbeiten zu „Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichtes gemäß § 20 EEG“; veröffentlicht beim BMU März 2008



Der WWF Deutschland ist Teil des World Wide Fund For Nature (WWF) - einer der größten unabhängigen Naturschutzorganisationen der Welt. Das globale Netzwerk des WWF ist in mehr als 100 Ländern aktiv. Weltweit unterstützen uns über fünf Millionen Förderer.

Der WWF will der weltweiten Naturzerstörung Einhalt gebieten und eine Zukunft gestalten, in der Mensch und Natur in Harmonie leben. Deshalb müssen wir gemeinsam

- die biologische Vielfalt der Erde bewahren,
- erneuerbare Ressourcen naturverträglich nutzen und
- die Umweltverschmutzung verringern und verschwenderischen Konsum eindämmen.

WWF Deutschland

Rebstöcker Straße 55
60326 Frankfurt am Main

Tel.: 069 / 7 91 44 - 0

Fax: 069 / 61 72 21

E-Mail: info@wwf.de

