

Potentiale zur Integration von Elektrofahrzeugen in innerstädtischen Verkehrsstrukturen

Schlußbericht

**zum Forschungs- und Entwicklungsvorhaben FE-Nr. 70 386/92
des Bundesministers für Verkehr, Bonn**

**D. NAUNIN, Institut für Elektronik, TU Berlin,
in Zusammenarbeit mit:**

**Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung,
Universität Stuttgart,
U. FAHL, P. LIEBSCHER, A. VOß**

**Forschungsstelle für Energiewirtschaft, München,
B. GÜNTHER, G. LAYER, U. WAGNER**

**Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Kraftwerkstechnik, TU München,
T. BRUNNER, R. EBERSPERGER, W. MAUCH, H. SCHAEFER**

**Manthey Elektrofahrzeuge, Berlin,
A. MANTHEY, S. MÖRITZ**

Berlin

April 1992

Potentiale zur Integration von Elektrofahrzeugen in innerstädtischen Verkehrsstrukturen

Inhaltsverzeichnis

0	Kurzfassung der Ergebnisse	
1	Einführung (IfE, Berlin)	
1.1	Hintergrund und Zielsetzung der Untersuchung	1 – 1
1.2	Aufbau der Untersuchung	1 – 4
1.3	Aufgliederung der Aufgaben auf die beteiligten Institutionen	1 – 4
	Literaturverzeichnis zum 1. Kapitel	1 – 6
2	Stand der Technik von Elektrostraßenfahrzeugen und Traktionsbatterien (FfE, München)	
2.1	Elektrostraßenfahrzeuge	2 – 1
2.1.1	Elektro-Personenkraftwagen	2 – 3
2.1.2	Elektro-Transportfahrzeuge	2 – 12
2.1.3	Elektro-Omnibusse	2 – 16
2.2	Traktionsbatterien	2 – 19
2.2.1	Batterietypen	2 – 19
2.2.2	Kriterien zum Vergleich von Batteriesystemen	2 – 23
2.2.3	Vergleich der Batteriesysteme	2 – 23
2.3	Spezifischer Energieverbrauch für Traktion, für Beheizung und im Stillstand	2 – 29
2.3.1	Zusammensetzung des Netzenergieverbrauchs von Elektrostraßenfahrzeugen	2 – 29
2.3.2	Spezifischer Netzenergieverbrauch von Elektrostraßenfahrzeugen in Abhängigkeit von verschiedenen Einflußgrößen	2 – 31
2.3.3	Möglichkeiten zur Verbrauchsreduzierung	2 – 36
2.3.4	Energieverbrauch für die Fahrgastzellenheizung	2 – 37
	Literaturverzeichnis zum 2. Kapitel	2 – 38
3	Auswirkungen eines Elektrofahrzeugeinsatzes auf die Strombereitstellung (IER, Stuttgart)	
3.1	Ermittlung der freien Leistung für die Nutzung von Elektrofahrzeugen	3 – 1
3.1.1	Begriffsbestimmung	3 – 2
3.1.2	Freie Leistung am Tag der Höchstlast	3 – 3
3.1.3	Derzeit in den Schwachlastzeiten nicht in Anspruch genommene Leistung	3 – 4
3.1.4	Zukünftige Entwicklung der freien Leistung	3 – 9
3.1.5	Entwicklung der in den Schwachlastzeiten zur Verfügung stehenden Kraftwerksleistung bis zum Jahr 2010	3 – 12

3.2	Auswirkungen einer Elektrofahrzeugnutzung auf die Stromnachfrage und auf den Kraftwerkspark	3 – 17
3.2.1	Ladeleistungs- und Arbeitsbedarf von verschiedenen Elektrofahrzeugbeständen	3 – 17
3.2.2	Auswirkungen verschiedener Elektrofahrzeugbestände auf den gesamten Leistungsbedarf	3 – 20
3.2.3	Auswirkung verschiedener Elektrofahrzeugbestände auf die Stromerzeugungskosten	3 – 23
	Literaturverzeichnis zum 3. Kapitel	3 – 24
4	Standorte und technischer Aufbau von Stromtankstellen für elektrische Straßenfahrzeuge (IfE, Berlin)	
4.1	Standorte auf privatem Boden	4 – 1
4.1.1	Hauptladestellen	4 – 1
4.1.2	Nachladestellen am Arbeitsplatz, in Parkhäusern, bei Einkaufszentren und Freizeiteinrichtungen	4 – 2
4.2	Standorte auf öffentlichem Boden	4 – 3
4.3	Batterie- und Batterieladesysteme	4 – 4
4.3.1	Ladegeräte und Ladekennlinien	4 – 4
4.3.2	Bleibatterieladung	4 – 6
4.3.3	Ni/Cd-Batterieladung	4 – 7
4.3.4	Zn/Br-Batterieladung	4 – 7
4.3.5	Hochtemperaturbatterieladung (Na/S- bzw. Na/NiCl-Batt.)	4 – 7
4.4	Schnittstellen zwischen Energieversorgung und Elektrofahrzeug	4 – 7
4.4.1	Einphasige Stromversorgung	4 – 8
4.4.2	Dreiphasige Stromversorgung	4 – 9
4.4.3	Schnittstellen mit automatischer Ankopplung	4 – 9
4.4.4	Schnittstellen mit induktiver Energieübertragung	4 – 9
4.4.5	Batteriewechseltechnik	4 – 10
4.5	Technische Ausstattung und Bedienung von Stromtankstellen	4 – 10
4.5.1	Technische Ausstattung und bisherige Normung	4 – 10
4.5.2	Bedienung	4 – 14
4.5.3	Schutzvorrichtungen	4 – 15
4.5.4	Normungsbedarf	4 – 15
4.6	Konzepte für die Kostenabrechnung	4 – 15
4.6.1	Allgemeine Grundlagen	4 – 16
4.6.2	Münzzahleinrichtungen	4 – 20
4.6.3	Magnetkarte	4 – 20
4.6.4	Chipkarte	4 – 21
4.6.5	Pauschalabrechnung	4 – 23
4.6.6	Bewertungskriterien der Abrechnungssysteme	4 – 24
4.6.7	Bewertungsmatrix	4 – 27
4.7	Realisierte Beispiele	4 – 29
4.8	Betriebswirtschaftliche Betrachtung	4 – 33
4.8.1	Allgemeine Installationskosten	4 – 33
4.8.2	Abrechnungssystemabhängige Installationskosten	4 – 35
4.8.3	Betriebskosten	4 – 36
4.8.4	Kostenmatrix	4 – 38
	Literaturverzeichnis zum 4. Kapitel	4 – 40
	Anhang zum 4. Kapitel	4 – 41

5	Fördermaßnahmen zur Installierung von Stromtankstellen (IfE, Berlin)	
5.1	Ergebnisse von Befragungen von Nutzern und Betreibern	5 – 2
5.2	Hemmnisse	5 – 4
5.3	Fördermöglichkeiten	5 – 5
5.3.1	Gesetzliche Maßnahmen	5 – 5
5.3.2	Ordnungspolitische Maßnahmen	5 – 5
5.3.3	Förderprogramme und Markteinführungsstrategien	5 – 6
	Literaturverzeichnis zum 5. Kapitel	5 – 7
6	Beitrag CO₂-freier Stromerzeugungssysteme für die Elektrizitätsversorgung von Elektrofahrzeugen (IER, Stuttgart)	
6.1	Anteil CO ₂ -freier Stromerzeugungssysteme in verschiedenen Ländern der Erde sowie in den einzelnen Bundesländern	6 – 2
6.1.1	CO ₂ -freie Energieträger zur Stromerzeugung	6 – 2
6.1.2	Weltweite Stromerzeugungsstruktur	6 – 4
6.1.3	Stromerzeugungsstruktur in den alten Bundesländern	6 – 8
6.2	CO ₂ -Minderung durch Kernenergie	6 – 11
6.3	CO ₂ -Minderung durch Wasserkraft	6 – 15
6.4	CO ₂ -Minderung durch Windenergie	6 – 18
6.5	CO ₂ -Minderung durch photovoltaische Stromerzeugung	6 – 21
6.6	CO ₂ -Minderung durch die Nutzung von Biomasse zur Stromerzeugung	6 – 23
6.7	Auswirkungen verschiedener Elektrofahrzeugbestände und unterschiedlicher Stromerzeugungssysteme auf die CO ₂ -Emissionen	6 – 28
	Literaturverzeichnis zum 6. Kapitel	6 – 31
7	Kumulierter Energieaufwand von Kraftfahrzeugen (IfE, München)	
7.1	Einleitung	7 – 1
7.2	Definitionen	7 – 1
7.3	Kumulierter Energieaufwand für die Herstellung der Fahrzeuge	7 – 2
7.4	Kumulierter Energieaufwand für die Nutzung der Fahrzeuge	7 – 3
7.5	Kumulierter Energieaufwand für die Entsorgung der Fahrzeuge	7 – 7
7.6	Der gesamte kumulierte Energieaufwand der Fahrzeuge	7 – 10
7.7	Schlußfolgerungen	7 – 10
8	Zusammenfassung	8 – 1

Kurzfassung der Ergebnisse

Die inzwischen breite Diskussion über den Einsatz von Elektrofahrzeugen, die lärmarm und abgasfrei am Ort sind, zur Minderung der negativen Auswirkungen des Kraftverkehrs auf die Umwelt erfordert es, Untersuchungen über die notwendige Infrastruktur für den Betrieb von Elektrofahrzeugen durchzuführen. Eine Anfang dieses Jahres vorgelegte Studie des Instituts für angewandte Verkehrs- und Tourismusforschung hält heute bis zu 5 Mio. Pkw (im Jahr 2010 sogar 7 Mio. Pkw) für durch Elektrofahrzeuge substituierbar ohne eine nennenswerte Einschränkung der Mobilität. Wegen des höheren Kaufpreises von Elektrofahrzeugen wird das Marktpotential wesentlich niedriger liegen.

Die vorliegende Studie untersucht, aufgrund umfangreicher Erfahrungen aus Praxistests, welche Energie in kWh/km bisher gebaute Elektrofahrzeuge mit unterschiedlichen Batterien bei unterschiedlichen Tagesfahrleistungen verbrauchen. Bei einer Fahrstrecke von 30 km je Ladezyklus verbraucht ein Klein-Pkw 0,2 kWh/km, ein Pkw der Mittelklasse 0,35 kWh/km und ein Transporter etwa 0,7 kWh/km. Der spezifische Verbrauch steigt bei kurzen Fahrstrecken je Ladezyklus, insbesondere bei Na/S-Batterien, deutlich an, weil sich verschiedenartige Stillstandverluste stärker auswirken. Diese können bei Bleibatterien durch Ladegerätverbesserungen noch wesentlich verringert werden. Durch die Optimierung der Fahrzeugkarosserie und der Einzelkomponenten können noch weitere Verbrauchersparnisse erzielt werden.

Für einen Bestand von 2 Mio. Elektrofahrzeugen konnte für einen Wintertag des Jahres 1990 gezeigt werden, daß in den Schwachlastzeiten zwischen 22.00 und 6.00 Uhr in den Kraftwerken der öffentlichen Versorgung noch ausreichend Leistung zur Verfügung steht, um den Ladeleistungsbedarf von mehr als 2 Mio. Elektrofahrzeugen zu decken. Darüber hinaus besteht derzeit auch in den Spitzenlastzeiten noch eine freie, d.h. nicht zur Strombereitstellung oder als Reserve vorgehaltene Leistung, die zur Nachladung der Batterien von Elektrofahrzeugen genutzt werden kann. Während auch zukünftig davon ausgegangen werden kann, daß in den Nachtstunden noch ungenutzte Leistung zur Verfügung steht, wird ein Ladeleistungsbedarf von Elektrostraßenfahrzeugen in den Spitzenlastzeiten (bei 2 Mio. Fahrzeugen rd. 200 MW) beim Kraftwerksausbau berücksichtigt werden müssen.

Die für die Ladung der Traktionsbatterien notwendigen "Stromtankstellen", unterteilt in Haupt- und Nachladestellen, können auf der Basis der vorhandenen Technik installiert werden, wobei Normungen durchgeführt und Genehmigungsverfahren vereinfacht werden sollten. Hauptladestellen werden hauptsächlich Steckdosen in Garagen und privaten Parkanlagen sein, die mit geringen Kosten installierbar sind. Stromtankstellen als Nachladestellen in privaten Parkhäusern und auf öffentlichem Boden sind auf der Basis einer Pauschal-

abrechnung der Energie wesentlich kostengünstiger zu betreiben als solche mit geeichten Zählern und Kartensystem zur Abrechnung wie in Telefonzellen.

Für die Förderung der Installierung von Stromtankstellen gelten ähnliche Programme wie für den Einsatz von Elektrofahrzeugen: Es werden gesetzliche und ordnungspolitische Maßnahmen sowie Markteinführungsstrategien, z.B. ein 1000-Stromtankstellen-Programm, vorgeschlagen.

Durch den Ersatz von Fahrzeugen mit konventionellem Otto- und Dieselantrieb durch Elektrofahrzeuge läßt sich der verkehrsbedingte CO₂-Ausstoß mindern, wenn die CO₂-Emissionen bei der Bereitstellung des elektrischen Stroms geringer sind als die mit der Nutzung fossiler Treibstoffe verbundenen Emissionen. Eine Minderung der CO₂-Emissionen bei der Stromerzeugung kann insbesondere durch die Nutzung von CO₂-freien Energieträgern erreicht werden. Neben der Nutzung der Kernenergie und der Wasserkraft lassen sich die spezifischen - d.h. die pro erzeugter kWh freigesetzten - CO₂-Emissionen bei der Stromerzeugung auch durch die Nutzung von Windkraft und Solarstrahlung, Biomasse, landwirtschaftlichen Reststoffen (z.B. Stroh), Biogase aus Gülle, organischem Hausmüll und organischen Abfällen der Industrie, Deponie- und Klärgas zur Strombereitstellung reduzieren. Unter rein wirtschaftlichen Gesichtspunkten zeigt hierbei die Kernenergie das größte CO₂-Minderungspotential. Durch Realisierung des wirtschaftlichen Potentials der Energieträger Müll, Deponie- und Klärgas, Biomasse, Wasserkraft und Windenergie zur Stromerzeugung ohne Berücksichtigung der zeitlichen Schwankungen des Energieangebots könnten rd. 6 % des für das Jahr 2005 erwarteten Strombedarfs gedeckt werden. Unter Zugrundelegung des Gleichheitsprinzips (d.h. jeder Stromanwendung werden die durchschnittlichen Emissionen des gesamten Kraftwerksparks zum Zeitpunkt der Stromentnahme zugeordnet) würden sich dadurch auch die den Elektrofahrzeugen zuzuordnenden CO₂-Emissionen reduzieren.

Eine erste Abschätzung des kumulierten Energieaufwandes für die Herstellung, Nutzung und Entsorgung von Fahrzeugen zeigt, daß Elektrofahrzeuge gegenüber Verbrennungsmotorfahrzeugen wegen der Batterie einen höheren Aufwand in der Herstellung und zum Teil in der Nutzung, der durch Optimierungen noch reduzierbar ist, beanspruchen. Die Energieaufwendungen für die Fahrzeugentsorgung beeinflussen den gesamten Energieaufwand nur minimal.

Das Forschungsvorhaben zeigt, daß Elektrofahrzeuge kaufbar sind, die Infrastruktur für ihre Energieversorgung mit der heutigen Technik geschaffen und die Energie für 2 Mio. Elektrofahrzeuge von dem heutigen Kraftwerkspark - vor allem während der Nacht - zur Verfügung gestellt werden kann.

1. Einführung

1.1 Hintergrund und Zielsetzung der Untersuchung

Die zunehmende Verstopfung der Städte durch den Verkehr und die durch Abgase und Lärm verursachten negativen Umweltbeeinflussungen läßt die Öffentlichkeit immer mehr nach neuen Verkehrskonzepten fragen, die mehr Rücksicht auf die Lebensqualität der in den Städten lebenden Menschen nehmen. Politiker sowie öffentliche und auch wissenschaftliche Institutionen versuchen, Antworten darauf zu geben. Viele Verkehrskonzepte werden dabei diskutiert, wobei ein Konsens darin besteht, daß es integrierte Verkehrskonzepte sein müssen, weil der heutige Verkehr ein komplexes System – ein Netzwerk – mit verschiedenartigen Komponenten und gegenseitigen Beeinflussungen darstellt. Das bestehende System kann dabei nur langsam verändert werden. Die wirksamsten Veränderungen erfolgen erfahrungsgemäß durch geänderte Gesetze und örtliche – insbesondere ordnungspolitische – Maßnahmen. Die Erfahrungen bei der Einführung des Katalysators und lärmarmen Lkw-Motoren zeigen dies.

Die Verkehrsleistungen im Stadtbereich werden im wesentlichen durch den Individualverkehr (IV), der den Güterverteilverkehr mit enthält, und den Öffentlichen Personen-Nahverkehr (ÖPNV) erbracht. Die gegenwärtige Diskussion über Verkehrskonzepte sieht eine mögliche Lösung für Umweltverbesserungen darin, Stadtinnenbereiche für Kraftfahrzeuge mit Verbrennungsmotor schwerer zugänglich zu machen bzw. sogar zu sperren, den – elektrisch betriebenen – ÖPNV zu stärken und einen Teil des – nicht ausschließbaren – IV für Personen und zur Güterverteilung durch Elektrofahrzeuge vornehmen zu lassen, die lärmarm und am Ort abgasfrei sind.

Zu dieser Meinungsänderung gegenüber der Diskussion vor etwa 5 Jahren hat der in Kalifornien/USA beschlossene "Clean Air Act" /CCAA, 1989/ entscheidend beigetragen. Dieser schreibt für den Bereich des Verkehrs vor, daß in Kalifornien ab 1998 ein steigender Anteil aller Neufahrzeuge als ZEVs (Zero Emission Vehicles) – 1998: 2 % ; 2003: 10 % – verkauft werden müssen.

Elektrofahrzeuge sind unter den ZEVs die günstigsten und am weitesten entwickelten Fahrzeuge. Es wird angestrebt, die Einführung der Elektrofahrzeuge durch marktwirtschaftliche Mittel zu erreichen. Viele Pläne bestehen, wie u.a. der in /C Plan, 1989/ beschriebene; andere Staaten der USA wollen ähnliche Gesetze einführen; der "National Electric Vehicle Act of 1991" unterstützt dies. Der dadurch entstehende Markt von 200 000 und

mehr Elektrofahrzeugen hat die Entwicklungsabteilungen der Automobilfirmen und der Batterieindustrie aktiver werden lassen. Die IAA '91 in Frankfurt und der Genfer Autosalon '92 zeigten schon erste Ergebnisse von neuen Fahrzeugstudien, die elektroautogerechter sind und zu einem gegenüber umgebauten Serienfahrzeugen geringeren spezifischen Energieverbrauch führen sollen. Das MITI, Japan, hat als Produktionsziel 200.000 Elektroautos im Jahr 2000.

In der Bundesrepublik ist das Interesse an Elektrofahrzeugen schon immer vorhanden gewesen, aber die zweite und die dritte Fortschreibung des **Berichts über die Förderung des Einsatzes von Elektrofahrzeugen**, die 1986 bzw. 1989 dem Deutschen Bundestag vorgelegt wurden, sind über eine Empfehlung, das bis dahin erreichte Know-how nicht verloren gehen zu lassen und Elektrofahrzeuge in Nischenbereichen einzusetzen, nicht hinausgegangen. Nun steht die **vierte Fortschreibung** an, von der neue Impulse erwartet werden.

Gleichzeitig hat der Deutsche Bundestag im Oktober 1991 eine **große Anfrage** an die Bundesregierung gerichtet, mit der er erforschen will, wie die Bundesregierung das Verkehrsmittel Elektrofahrzeug gerade vor dem Hintergrund des Clean Air Act bewertet und was sie zur Förderung des Elektroautos zu tun gedenkt. Die Aussprache im Deutschen Bundestag am 20. März 1992 über die Antwort der Bundesregierung ergab, daß alle Parteien intensive Verkehrsaktivitäten unter Einbeziehung von Elektrofahrzeugen befürworten.

bis 1985 hatte der BMFT letztmalig einen größeren Praxistest von 50 Elektrotransportern im Rahmen des Forschungsprogramms "Alternative Energien für den Straßenverkehr" gefördert /BMFT, 1985/. Die "erfahrenen" Kilometer halfen viel, die anfängliche Stör-anfälligkeit, die immer bei neuen Techniken vorhanden ist, zu überwinden und die Akzeptanz durch die Fahrer und Betreiber zu fördern. Trotz des Erfolges trat keine Marktakzeptanz ein - der Preis für Elektrofahrzeuge war wegen der noch nicht völlig zuverlässigen und zu teuren Batterie zu hoch. Auch die weiter betriebene Förderung von Hochtemperaturbatterien, von denen man sich viel versprach - bis heute sind die Wünsche, wie auch dieser Bericht zeigen wird, nicht voll in Erfüllung gegangen -, führte noch nicht zum Durchbruch. Der Druck der Öffentlichkeit in Richtung Elektroauto ist jedoch stark gestiegen, so daß Mitte 1992 ein neuer Praxistest mit Elektrofahrzeugen auf der Insel Rügen vom BMFT gefördert wird.

Man erwartet vom Elektroauto, das zwar am Ort abgasfrei ist, aber aufgrund der Emissionen der Kraftwerke anderswo Abgase erzeugt, daß die Gesamtemissionen, vor allem auch die CO₂-Erzeugung, bei einer größeren Substitution der konventionellen Fahrzeuge geringer werden. Dies ist durch Berechnungen, die z.B. bei /Sporkmann, 1990/ dokumentiert sind, schon belegt, wobei die einzelnen Emissionsanteile CO, HC, NO_x, SO₂ unterschiedlich

stark reduziert werden. Die Reduzierung der CO₂-Anteile in den Emissionen wird von einigen Institutionen bestritten. Sie ist wesentlich vom Anteil der Erzeugung elektrischer Energie aus regenerativen Energiequellen abhängig. Eine Abschätzung über die Reduktionsmöglichkeiten der verkehrlichen CO₂-Emissionen durch den Einsatz von Elektrofahrzeugen ist in der Studie /Rommerskirchen, 1991/ enthalten.

Zu einem ermutigenden Ergebnis über das Einsatzpotential von Elektrofahrzeugen kommt die Studie /Hautzinger, 1992/ aufgrund von umfangreichen Analysen von Daten zur Verkehrsmobilität und Pkw-Nutzung. Statistisch ergibt sich, daß alle Pkw im Durchschnitt 42 km/Tag, alle pro Tag bewegten Pkw 56,5 km/Tag und 66,8 % aller Pkw weniger als 50 km/Tag fahren. 60,5 % aller Pkw-Fahrten sind kleiner als 10 km/Fahrt. Es werden im einzelnen Haushalte mit ein, zwei und mehr Pkw untersucht und festgestellt, daß – unter den heute allerdings noch nicht voll erfüllten Bedingungen 100 km-Reichweite und etwa 100 km/h-Höchstgeschwindigkeit – etwa 5 Mio. (im Jahr 2010 sogar etwa 7 Mio.) konventionelle Pkw aus Privathaushalten durch Elektrofahrzeuge ersetzt werden könnten, ohne daß die Fahrzeugnutzer nennenswerte Einschränkungen ihrer individuellen Mobilität hinnehmen müßten. Das Reservoir liegt vor allem in den etwa 9 Mio. Zweitwagen und in den etwa 2,5 Mio. Dritt- und Viertwagen. Im einzelnen sind es etwa

- 5 % der Pkw aus 1-Pkw-Haushalten, d.h. 5 % von 55,5 % aller Pkw,
- 40 % der Pkw aus 2-Pkw-Haushalten, d.h. 40 % von 35,6 % aller Pkw,
- 55 % der Pkw aus Haushalten mit 3 und mehr Pkw, d.h. 55 % von 8,9 % aller Pkw.

Das Marktpotential hängt schließlich vom Preis der Elektrofahrzeuge ab, der im entscheidenden Maß von den Kosten der Batterie – bei vergleichbaren Kosten aller anderen Komponenten unter der Bedingung einer Serienfertigung – bestimmt wird.

Es gibt Befürchtungen, daß bei einem Einsatz von Elektrofahrzeugen die Kraftwerkskapazität erheblich gesteigert werden müßte. Ihnen wurde vielfach mit der Faustformel begegnet, daß 1 Mio. Elektrofahrzeuge bei einer Tagesfahrleistung von 40 km etwa 1 % der täglich verbrauchten elektrischen Energie in der BRD beanspruchen würden. Dieser Energiebedarf liegt in der Schwankungsbreite des Tagesbedarfs der Kraftwerke und könnte auch für mehr als 1 Mio. Elektrofahrzeuge bei bevorzugter Nachtladung der Traktionsbatterien problemlos aus dem "Nachtal" geschöpft werden, so daß keine neuen Kraftwerke benötigt würden. Dies muß näher untersucht werden, es fehlen noch genaue Lastganganalysen.

Diese Studie hat das Ziel, vor diesem Hintergrund zu untersuchen, welche Infrastruktur- anforderungen im Bereich der Energieerzeugung und -verteilung zur Ladung der Traktions- batterien von Elektrofahrzeugen bestehen. Die Fragestellungen sind im einzelnen:

- Wie hoch ist der spezifische Energieverbrauch von Elektrofahrzeugen?
- Kann der heutige Kraftwerkspark in seinem Lastgang die Energie für bis zu 2 Mio. Elektro- fahrzeuge unter Berücksichtigung des Beitrages CO₂-freier Energiequellen bereitstellen?
- Welche Konzepte bestehen für Standorte und den technischen Aufbau von "Stromtank- stellen"? Welche Installationskosten und jährliche Belastungen entstehen?
- Welche Fördermöglichkeiten sind denkbar?
- Welcher Energieaufwand entsteht für Herstellung, Nutzung und Entsorgung für Elektro- fahrzeuge im Vergleich zu konventionellen Fahrzeugen?

1.2 Aufbau der Untersuchung

Um die genannten Fragen zu beantworten, wird im 2. Kapitel der Stand der Technik der Elektrofahrzeuge und ihrer Traktionsbatterien dokumentiert. Insbesondere wird auf den spezifischen Energieverbrauch für Traktion, für Beheizung und im Stillstand eingegangen und in Abhängigkeit von Tagesfahrleistungen ermittelt. Auf Möglichkeiten der Verbrauchs- reduzierung wird hingewiesen.

Das 3. Kapitel beschreibt dann die Auswirkungen des Elektrofahrzeugeinsatzes mit den ermittelten Verbrauchsdaten auf die Strombereitstellung und damit auf den Kraftwerkspark. Szenarien für die Ladung der Batterien von bis zu 2 Millionen Elektrofahrzeugen bei Tag und während der Nacht werden untersucht.

Im 4. Kapitel werden Standorte und technischer Aufbau von Stromtankstellen, die die Schnittstellen zwischen den Elektrofahrzeugen und dem Energieversorgungssystem darstellen, behandelt. Es werden Haupt- und Nachladestellen auf privatem und öffentlichem Boden mit unterschiedlichen Komponenten für Bezahlrichtungen beschrieben. Abschließend wird in einer betriebswirtschaftlichen Betrachtung eine Kostenmatrix – unter Beachtung heutiger Preise, die im Anhang des Kapitels einzeln aufgeschlüsselt sind – aufgestellt. Diese Kostenmatrix erlaubt einen Kostenvergleich für die Installierung der verschiedenen Systeme.

Fördermaßnahmen zur Installierung von Stromtankstellen werden unter den Aspekten gesetzlicher und ordnungspolitischer Maßnahmen sowie Markteinführungsstrategien im 5. Kapitel vorgeschlagen.

Das 6. Kapitel stellt im einzelnen den Anteil und möglichen Beitrag CO₂-freier Stromerzeugungssysteme für die Elektrizitätsversorgung auch der Elektrofahrzeuge vor. Dazu gehören die Kernenergie, Wasserkraft, Windenergie, Photovoltaik und die Nutzung von Biomasse und Biogasen.

Abschließend wird im 7. Kapitel der kumulierte Energieaufwand für die Herstellung, Nutzung und Entsorgung von Kraftfahrzeugen mit Elektro- und Verbrennungsmotor im Vergleich berechnet und dargestellt.

1.3 Aufgliederung der Aufgaben auf die beteiligten Institutionen

Die Behandlung der einzelnen Aufgaben wurde auf 4 Institutionen aufgeteilt, die aufgrund der jeweils vorhandenen Erfahrungen ausgewählt wurden. Die Projektleitung lag bei Prof. Dr.-Ing. D. Naunin, Institut für Elektronik (IfE-B), Technische Universität Berlin, der gleichzeitig z. Zt. Präsident der Deutschen Gesellschaft für Elektrische Straßenfahrzeuge e.V. ist. Unter seiner Leitung arbeiteten S. Möritz und A. Manthey (Firma Manthey Elektrofahrzeuge) an den Infrastrukturfragen über Stromtankstellen und den Förderungsmöglichkeiten.

Prof. Dr.-Ing. Dr.-Ing. E.h. H. Schaefer, Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Kraftwerkstechnik im Institut für Energietechnik (IfE-M), Technische Universität München, bearbeitete mit seinen Mitarbeitern R. Ebersperger, W. Mauch und T. Brunner den kumulierten Energieaufwand für die Herstellung, Nutzung und Entsorgung von Kraftfahrzeugen.

Prof. Schaefer ist gleichzeitig wissenschaftlicher Leiter der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) der Gesellschaft für praktische Energiekunde e.V., München, deren Geschäftsführer Dr.-Ing. U. Wagner ist. Dr. Wagner und seine Mitarbeiter B. Günther und G. Layer dokumentierten den Stand der Technik bei Elektrofahrzeugen und Traktionsbatterien sowie deren spezifischen Energieverbrauch.

Prof. Dr.-Ing. A. Voß, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart, und seine Mitarbeiter Dr.-Ing. U. Fahl und P. Liebscher bearbeiteten die Auswirkungen des Elektrofahrzeugeinsatzes auf die Strombereitstellung und den möglichen Beitrag CO₂-freier Stromerzeugungssysteme für die Elektrizitätsversorgung von Elektrofahrzeugen.

Die jeweils bearbeiteten Kapitel sind durch die Kürzel der Institutionen gekennzeichnet.

Literaturverzeichnis zum 1. Kapitel

/BMFT, 1985/ Forschungsprogramm "Alternative Energien für den Straßenverkehr – Bereich Elektrotraktion" des BMFT, Schlußbericht 1985

**/CCAA, 1989/ California Clean Air Act (inkraftgetreten am 1.1.1990):
South Coast Air Quality Management, District Los Angeles, California/USA,**

**/CPlan, 1989/ A California Plan for the Commercialization of Electric Vehicles:
California Electric Vehicle Task Force, Nov. 1989**

**/Hautzinger, 1992/ Hautzinger, H. u.a.: Elektroauto und Mobilität. Das Einsatzpotential von
Elektroautos. Bericht aus dem Institut für angewandte Verkehrs- und
Tourismusforschung, Heilbronn, im Auftrag des BMV, Jan. 1992**

**/Rommerskirchen, 1991/ Rommerskirchen, S. u.a.: Wirksamkeit verschiedener Maßnahmen
zur Reduktion der verkehrlichen CO₂-Emissionen bis zum Jahre 2005:
Bericht der Firma Prognos im Auftrag des BMV, Okt.1991**

**/Sporckmann, 1990/ Sporckmann, B.: Elektrofahrzeuge als Luftschadstoffbremse?
Energiewirtschaftliche Tagesfragen 40 (1992) Heft 6**

2. Stand der Technik von Elektrofahrzeugen und Traktionsbatterien

Das Elektroauto kann auf eine lange Entwicklungsgeschichte zurückblicken. Bereits im vorigen Jahrhundert waren Elektrofahrzeuge auf den Straßen präsent, und lange Zeit war offen, ob der Elektromotor oder Verbrennungsmotor in Zukunft als Antrieb für Straßenfahrzeuge den Vorzug erhält.

Die enormen Verbesserungen der Verbrennungsmotorfahrzeuge im Hinblick auf Fahrleistungen, Reichweite und Preis führten schließlich dazu, daß sich Benzin- und Dieselfahrzeuge deutlich durchsetzen konnten und fortan das Straßenbild prägten. Den Elektrofahrzeugen verblieben lediglich Nischen im Einsatzspektrum, meistens dort, wo Geräuscharmheit und Emissionsfreiheit vor Ort erforderlich waren.

Der stark gestiegene Verkehr in den Innenstädten und die damit verbundene Emissions- und Geräuschbelastung erfordern neue Verkehrskonzepte mit umweltfreundlichen Verkehrsmitteln. Nicht zuletzt deshalb wurden in den letzten Jahren die Entwicklungsaktivitäten an Elektrostraßenfahrzeugen wieder verstärkt aufgenommen. Das Elektroauto konnte dadurch in technischer Hinsicht zu den konventionellen Fahrzeugen, die sich aufgrund hoher Stückzahlen und der starken Konkurrenz auf dem Markt auf einem sehr hohen Entwicklungsstand befinden, wieder anschließen.

Ein wichtiger Schritt auf diesem Weg war in den 70er und 80er Jahren die Einführung moderner Antriebssteuerungen auf der Basis moderner Leistungshalbleiter, durch die eine Verbesserung des Antriebswirkungsgrades und die Rückspeisung von Bremsenergie ermöglicht wurde. Ein weitaus größerer Entwicklungsschub für das Elektroauto wird von neuen Batteriesystemen erhofft, die in den letzten Jahren deutlich verbessert werden konnten. Mit ihren höheren Energiedichten und den damit erzielbaren größeren Reichweiten sollen sie dem Elektroauto zum Durchbruch verhelfen.

2.1 Elektrostraßenfahrzeuge

Das Anwendungsspektrum für Elektrostraßenfahrzeuge ist vielfältig. Die Bandbreite der Einsatzmöglichkeiten erstreckt sich vom kleinen Pkw bis hin zum großen Stadtomnibus. Einschränkend bei allen Anwendungsarten sind die von Batteriekapazität und Fahrleistung bestimmte Reichweite, der Preis und die verminderte Verfügbarkeit durch Ladestillstandszeiten. Die Emissionsfreiheit vor Ort und die geringe Geräuschbelastung erweitern dagegen die Einsatzmöglichkeiten im Vergleich zu Verbrennungsmotorantrieben.

Die Entwicklung von Elektrofahrzeugen kann auf zwei Arten erfolgen. Mit dem Konzept des Conversion-Designs, d.h. der Modifikation eines Serienmodells, kann bei begrenztem Entwicklungsaufwand relativ schnell ein Elektrofahrzeug aufgebaut werden, das im Hinblick auf Sicherheit und Komfort konkurrenzfähig ist. Eigenständige Fahrzeugkonzepte (Purpose-Design) erfordern zwar ein hohes Maß an Entwicklungsarbeit sowie die Errichtung von eigenen Fertigungseinrichtungen, sind aber dem Conversion-Prinzip im Hinblick auf Fahrleistungen und Energieverbrauch überlegen.

Bei der Entwicklung von neuen Fahrzeugen überwiegt derzeit noch das Conversion-Design, da angesichts der geringen Produktionszahlen (nur Kleinserien) die hohe Anfangsinvestition zur Neuentwicklung eines Fahrzeugs zu nicht akzeptablen Preisen führt. Es zeigt sich aber auch durch die Aktivitäten bei Fahrzeugstudien, daß insbesondere für die großen Fahrzeughersteller das Conversion-Prinzip nur als mittelfristige Übergangslösung zu betrachten ist und im Falle eines Durchbruchs des Elektrofahrzeugs bei einer Serienfertigung eher mit eigens entwickelten Konzepten zu rechnen ist.

Die derzeit verfügbaren Elektro-Fahrzeuge nach dem Conversion-Prinzip können im Hinblick auf Sicherheit, Komfort und Alltagstauglichkeit teilweise schon die hohen Ansprüche des Marktes erfüllen. Die Entwicklung in diesem Bereich geht daher in Richtung Modellpflege und Optimierung des Umrüstvorganges. Die Fertigung der Fahrzeugkarosserien wird in Zukunft weitgehend ohne Beeinträchtigung der Serienproduktion vollzogen werden und die Montage der elektrischen Antriebseinheit ohne weitere Veränderungen an der Karosserie erfolgen. Hinsichtlich der elektrischen Komponenten sind Anfänge zu einer Vereinheitlichung z.B. der Batterien für verschiedene Fahrzeugtypen zu erkennen. Eine derartige Normierung ist sehr zu begrüßen, da die Herstellungskosten sich bei wenigen einheitlichen Baureihen reduzieren würden. Als vorteilhaft hat es sich erwiesen, wenn Zulieferfirmen komplette Antriebskonzepte speziell für den Elektrostraßenverkehr anbieten. Die Schwierigkeiten beim Umbau des Fahrzeugs reduzieren sich dann auf Probleme mechanischer Art, die ohne weitergehende Kenntnisse in der elektrischen Antriebstechnik bewältigt werden können.

Viele der heute verfügbaren Elektrostraßenfahrzeuge sind mit Gleichstrom-Antrieben ausgerüstet, die zuverlässig und preisgünstig sind. Jüngste Fortschritte in der Stromrichtertechnik lassen aber einen steigenden Anteil an Drehstrom-Antrieben erwarten, die den energetischen Nutzungsgrad weiter verbessern, bislang aber vor allem aus Kostengründen für diese Anwendung nicht eingesetzt wurden. Allen elektrischen Antriebsarten ist gemein, daß sie wegen des grundsätzlich anderen Drehzahl-/Drehmomentverhaltens und der kurzfristigen Überlastbarkeit deutlich leistungsschwächer ausgeführt werden können als

konventionelle Verbrennungsmotoren. Vor allem wirkt sich das hohe Drehmoment bei niedrigen Drehzahlen positiv auf die Fahrdynamik und den Energieverbrauch eines Elektro-Pkw aus.

Auch wenn der Markt für Elektroautos heute noch klein ist, gibt es eine verhältnismäßig große Anzahl unterschiedlicher Fahrzeugausführungen. Das Angebot reicht vom kleinen Einsitzer über kleine Stadtfahrzeuge und Mittelklassewagen bis hin zu Transportern und Bussen.

2.1.1 Elektro-Personenkraftwagen

Marktübersicht

Das Marktangebot von Elektro-Pkw reicht von kleinen, mit den Kabinenrollern der 50er Jahre vergleichbaren Fahrzeugen bis hin zu high tech-Fahrzeugen, die im Hinblick auf Fahrleistungen, Sicherheit und Komfort auch höheren Ansprüchen genügen.

Als Anbieter überwiegen im Moment kleine oder mittelständische Unternehmen, die nach dem Conversion-Prinzip einzeln gekaufte Fahrzeugkomponenten in kostengünstige Karosserien einbauen. Das Engagement der großen Automobilhersteller ist insgesamt eher als gering zu bezeichnen.

In Tabelle 2-1 sind die Antriebs- und Batteriedaten und in Tabelle 2-2 die Fahrzeug- und Fahrleistungsdaten von Elektro-Pkw aufgelistet, die derzeit auf dem deutschen, schweizer und österreichischen Markt erhältlich sind. Sämtliche ausgewiesenen Werte sind Herstellerangaben, insbesondere die Reichweite und der Netzenergiebedarf können in der Praxis davon abweichen.

Name	Baujahr	Art	Antrieb		Art	Batterie			
			Nennleistung kW	max. Leistung kW		Nennspannung V	Nennkapazität Ah	Batteriegewicht kg	max. Ladedauer h
BMW 3er	1989	GMH	17,0	25,0	Na/S	180	110	265	
Citycar	1992	GRM	8,5	17,0	Pb/PbO2	84	90		8
Citycar	1992	GRM	8,5	17,0	Pb/PbO2	120	90		8
Colenta Club	1990								
Colenta PKW Kombi	1991		12,0		Pb/PbO2	90	160		10
DB W201(Mercedes190)	1991	GMH	19,0	31,0	Na/NiCl2	152	180	365	
elbe-mobil 1		DM	10,0	14,4	Pb/PbO2g	120	75		8
elbe-mobil 1		DM	10,0	14,4	Pb/PbO2g	144	75		12
electro micro car L	1991	ASM	10,0	12,0	Pb/PbO2s	120	60	200	10
electro micro car LS	1991	ASM	10,0	15,0	Pb/PbO2g	144	45	252	10
electro micro car GLS	1991	ASM	10,0	15,0	Pb/PbO2g	144	50	240	10
electro microcar spid	1991	ASM			Pb/PbO2g	144	50	240	10
E-Polo Waschbusch	1991	SPM	11,0		Pb/PbO2g				10
Elektro-Polo IBC	1991	DM	12,0		Pb/PbO2s	144	50		
Elektro-Polo IBC	1991	DM	20,0		Pb/PbO2s	144	50		
ERAD 6E1		GRM	4,0	6,0	Pb/PbO2	48	130		10
ERAD 6E1		GRM	4,0	6,0	Ni/Cd	48	130		10
ERAD 6E2		ASM	6,0	12,0	Pb/PbO2	120	75		10
ERAD 6E2		ASM	6,0	12,0	Ni/Cd	120	75		10
Fiat Panda Elettra	1992	GRM			Pb/PbO2s	72		372	8
KEMET EL-Jet	1992	GRM	7,5		Pb/PbO2s	48	175		8
Larel 202	1989	GRM	14,0		Pb/PbO2g	168	57	295	6
Larel 204	1989	GRM	14,0		Pb/PbO2g	168	57	295	6
Larel 304	1992	SPM	16,0		Pb/PbO2g	168	60	315	6
Manthey Elektrabi	1992	GRM	12,5	20,0	Pb/PbO2s	120	85	250	8
Mini el city	1990	GM	2,5	3,6	Pb/PbO2s	36	90	81	8-9
Nissan Micra K10E	1992	ASM	12,0		Pb	120		200	8-10
Ökomobil AXEL-E	1992	ASM			Pb/PbO2g	144			6
Opel Impuls 2	1991	ASM	2x42,5		Pb/PbO2g	320	43	395	8

Tabelle 2-1: Marktübersicht Elektro-Pkw, Antriebs- und Batteriedaten
(ohne Anspruch auf Vollständigkeit)

Name	Sitz- plätze	zul. Gesamt- gewicht kg	Fahrzeug		Heizung	Reich- weite km	Beschl. von 0-50km/h s	Höchst- geschw. km/h	Netz- energie- verbrauch kWh/100km	Preis
			Leer- gewicht kg	Zuladung kg						
BMW 3er	4	1.600	1.250	350	B	135-170	9	100		
Citycar	2-4	1.010	764	246	K	30-50		120		34.900 DM
Citycar	2-4	1.010	848	162	K	50-70		120		
Colenta Club		1.200		1.200		50-60	9	60-90		26.500 DM
Colenta PKW Kombi	4	1.600	1.150	450		30-80		65		44.000
DB W201(Mercedes190)	4	1.896	1.576	320		110-175	14	115	48	
elbe-mobil 1	4	1.150	800	350	el	70	20	85	9-15	31.500 DM
elbe-mobil 1	4	1.150	850	300	el	90	20	85	9-15	34.000 DM
electro micro car L	2	760	580	180	D	50-85		85	10-18	26.500 DM
electro micro car LS	2	840	620	220	D	50-100		95	10-18	28.000 DM
electro micro car GLS	2	840	620	220	D	50-100		95	10-18	30.500 DM
electro microcar spid	2	800	640	160		50-80	11		8-15	30.100 sFr
E-Polo Maschbesch	4	1.400	1.060	340		100-140	8	120	15-19	
Elektro-Polo IBC	4	1.250	950	300	G	90		75		33.500 DM
Elektro-Polo IBC	4	1.250	950	300	G	90		90		37.600 DM
ERAD 6E1	2	800	590	210	el	44	12	60	20	22.000 DM
ERAD 6E1	2	800			el					
ERAD 6E2	2	800	620	180	el	69	14	69	19	23.000 DM
ERAD 6E2	2	800			el					
Fiat Panda Elettra	2	1.390	1.150	240		70-100	18	70	18-30	220.000 ÖS
KEYET EL-Jet	2	990	740	250		50		70	20	25.400 DM
Larel 202	2	1.150	980	170		30-60	18		20	34.500 sFr
Larel 204	4	1.250	960	290		30-60	18		20	36.500 sFr
Larel 304	4	1.150	870	280		70-90	10	80	10	
Manthey Elektrabi	3	1.100	860	240	B	60-80	10	85	14	19.900 DM
Mini el city	1	400	285	115	el	40-50		40	5-9	11.500 DM
Nissan Micra K10E	3	1.260	890	370		80	17	100	12	228.000 ÖS
Ökomobil AXEL-E	4		1.050		K	60-90	15	90	20	190.000 ÖS
Opel Impuls 2	4	1.730	1.330	400		103	6	120		

Tabelle 2-2: Marktübersicht Elektro-Pkw, Fahrzeug- und Fahrleistungsdaten
(ohne Anspruch auf Vollständigkeit)

Name	Baujahr	Art	Antrieb		Art	Batterie			
			Nennleistung kW	max. Leistung kW		Nennspannung V	Nennkapazität Ah	Batteriegewicht kg	max. Ladedauer h
Pinguin 4	1990	GRM	7,4	22,0	Pb/PbO2s	60	240	350	10
Pinguin FAVORIT	1992	GM	13,2		Pb/PbO2s	84	240		
Pinguin Tavria	1991	GRM	12,0	20,0	Pb/PbO2	84	160		9
Pinguin Tavria	1991	GRM	12,0	20,0	Pb/PbO2	84	240		10
POP E	1990	ASH	12,0		Pb/PbO2g	144	60		
Riwa high tech	1991								
Solacraft		GRM	1,5		Pb/PbO2s	36	180		8
Solec Riva	1990	GRM	2x2,5	2x9	Pb/PbO2g	60	90		6
Solec Riva	1990	GRM	2x2,5	2x9	Pb/PbO2g	60	110		8
Solec Riva	1990	GRM	2x2,5	2x9	Pb/PbO2g	60	160		10
Steyr Diamant	1989	ASH	6,5		Pb/PbO2	192	48	230	8
Torpedo A28	1990	GRM	8,2		Pb/PbO2	72	240	300	6
Torpedo Club	1991	GRM	11,0		Pb/PbO2s	84	185	350	8
Trabant P601K		ASH	10,0	14,0	Pb/PbO2s	156	60		6
VW Golf CitySTRÖMERII	1991	GMH	15,0		Pb/PbO2g			480	
VW Jetta CitySTRÖMER		GMH	15,0	18,0	Na/S	120	200	276	

Legende:

GM : Gleichstrommotor
 GRM : Gleichstromreihenschlußmotor
 GMH : Gleichstromnebenschlußmotor
 DM : Drehstrommotor
 ASH : Asynchronmotor
 SM : Synchronmotor
 SPH : permanent erregter Synchronmotor

Tabelle 2-1: Marktübersicht Elektro-Pkw, Antriebs- und Batteriedaten
 (Fortsetzung)

Name	Sitz- plätze	zul. Gesamt- gewicht kg	Fahrzeug Leer- gewicht kg	Zuladung kg	Heizung	Reich- weite km	Beschl. von 0-50km/h s	Höchst- geschwind- keit km/h	Netzenergie- verbrauch kWh/100km	Preis
Pinguin 4	2	950	700	250	D	60-100	20	70	20-24	19.000 DM
Pinguin FAVORIT	5	1.550	1.250	300		60-120		90	20	29.700
Pinguin Tavria	5	1.490	1.115	375		63		90	31	27.000
Pinguin Tavria	5	1.490	1.115	375		60-100	14		25-30	19.800 sFr
POP E	2	990	780	210	D	60-90		85	15	32.200 DM
Riva high tech	4	1.250	1.050	200		110-140	8		15-17	
Solacraft	2	600	350	250		80		25		15.000 DM
Solec Riva	2	850	560	290	D	32-50	21	65	10-19	25.000 DM
Solec Riva	2	850			D	39-60	21	65	12-19	
Solec Riva	2	850	670	180	D	56-70	21	65	12-20	
Steyr Diamant	2	850	660	190	G	50-70	20	65	15	29.600 sFr
Torpedo A28	4	1.400	1.110	290		60-80	18	90	20-25	28.500 sFr
Torpedo Club	4	1.470	1.150	320		60-80	15	90		21.000 sFr
Trabant P601K	3	1.040	790	250	B, D, G	80-100		85	8	28.500 DM
VW Golf CitySTROMer II		1.690	1.410	280	K	56-81	13	100	20-28	70.000
VW Jetta CitySTROMer	4	1.530		330		120	12	105	30	

K :Kraftstoff
 B :Benzin
 D :Diesel
 G :Gas
 el :elektrisch

**Tabelle 2-2: Marktübersicht Elektro-Pkw, Fahrzeug- und Fahrleistungsdaten
 (Fortsetzung)**

Beschreibung ausgewählter Fahrzeuge

VW Golf CitySTROMer

Der VW Golf CitySTROMer dürfte derzeit in Deutschland das ausgereifteste Elektroauto sein. Er ist mit einer Gleichstromnebenschlußmaschine und Bleibatterien ausgestattet und wahlweise als Zwei- oder Viersitzer mit größerer bzw. kleinerer Batteriekapazität erhältlich. Der CitySTROMer wird und wurde bereits in vielen Flottenversuchen eingesetzt und ständig verbessert. Die Betriebsergebnisse zeigen, daß bei mittleren Fahrleistungen von 5.000-6.000 km/Jahr, entsprechend etwa 20-25 km/Tag, die Batterie ausreichend dimensioniert ist. Die Störhäufigkeit pendelte sich nach anfänglichen Schwierigkeiten auf etwa 2 Fehler/10.000 km ein. Die Lebenserwartung für Fahrzeugkarosserie und Antrieb liegt oberhalb von 10 Jahren. Mit der Batterie des 2-Sitzers konnte mit Fahrzeugen der ersten Generation eine mittlere Laufleistung von etwa 30.000 km (entsprechend 6 Jahren) erzielt werden, beim 4-Sitzer etwa 20.000 km (entsprechend 4 Jahren) /SNV, 1989/. Durch technische Verbesserungen an der Batterieperipherie (Batterieklimatisierung) und dem Einsatz von wartungsfreien Blei-Gel-Batterien dürfte die Lebensdauer bei Fahrzeugen der zweiten Generation noch höher liegen. Bild 2-1 zeigt die Anordnung der Antriebskomponenten im Fahrzeug.

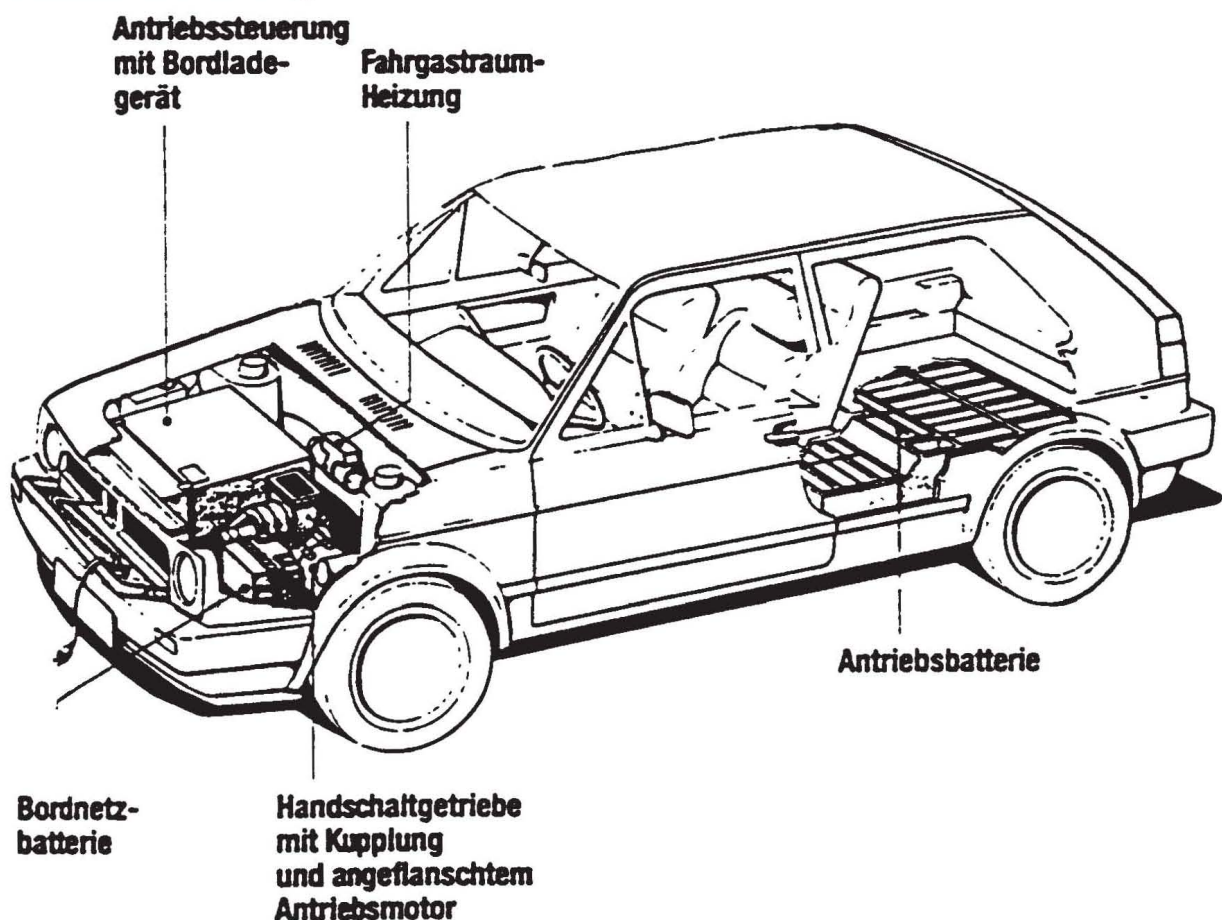


Bild 2-1: Anordnung der Antriebskomponenten des VW Golf CitySTROMers

BMW-Elektrofahrzeug

Das von BMW entwickelte Elektrofahrzeug auf der Basis der 3er Baureihe weist ebenfalls eine längere Entwicklungsgeschichte auf. Es kommen darin ein Gleichstromneben-schlußantrieb und zwei Natrium/Schwefel-Hochtemperaturbatterien zum Einsatz. Die Fahrzeugtechnik und die Komponenten des Antriebsstranges wurden in mehrjähriger Entwicklungsarbeit ständig verbessert, jedoch bedarf es bei der Batterie noch Verbesserungen in Bezug auf die kalendarische Lebensdauer und die Zyklenzahl, um dieses Fahrzeugmodell marktreif zu machen.

Auf Bild 2-2 ist die Anordnung der Antriebskomponenten in einem Fahrzeug der zweiten Generation dargestellt. Der Aufwand zur Umrüstung der Fahrzeuge ist in dieser Baureihe minimiert worden, so daß die Serienfertigung der konventionellen Fahrzeuge kaum beeinträchtigt wird. Das Platzangebot im Fahrzeug wird durch die Batterie kaum reduziert, da diese zu 2/3 im Motorraum untergebracht ist /Regar, u.a.,1990/.

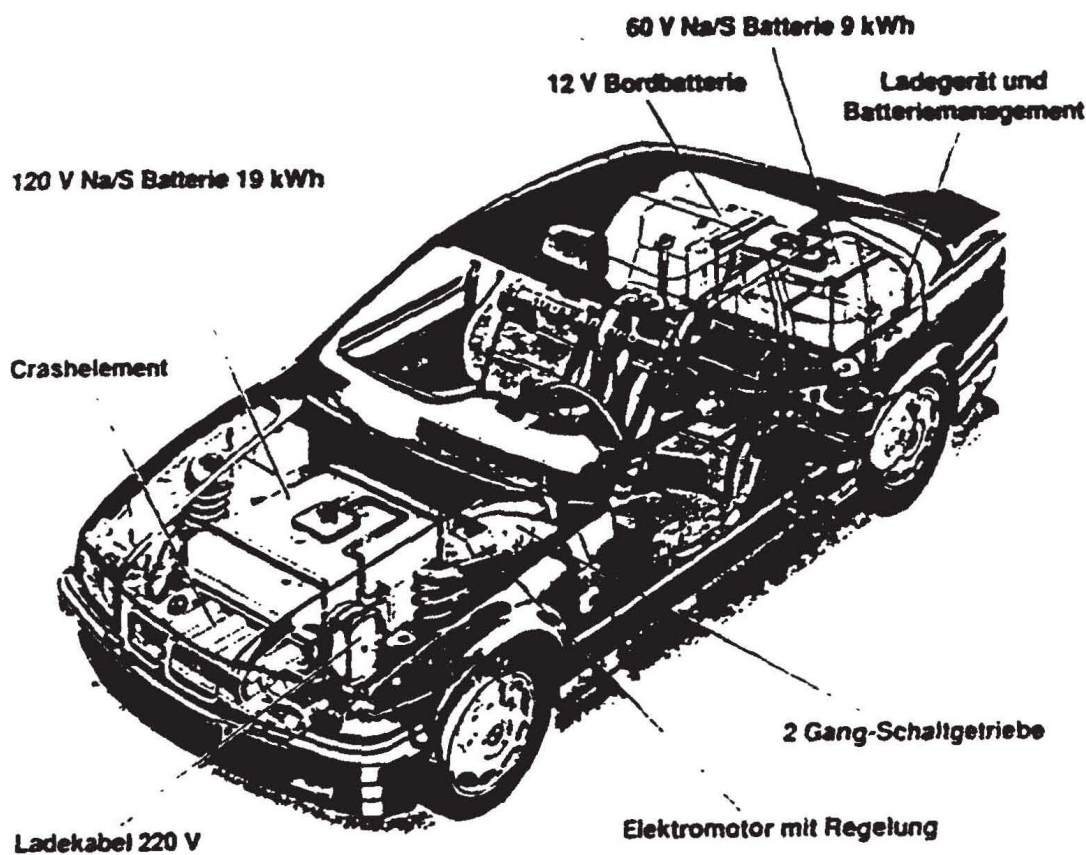


Bild 2-2: Anordnung der Antriebskomponenten im BMW-Elektrofahrzeug

Mini-El City

Der Mini-EL City dürfte mit über 3000 Fahrzeugen das bisher am häufigsten verkaufte Elektroauto sein. Der dreirädrige Einsitzer ist mit einer selbsttragenden Kunststoffkarosserie ausgestattet und ist sehr leicht und klein ausgeführt (Bild 2-3). Vorteilhaft ist der geringe Energieverbrauch und der niedrige Anschaffungspreis. Als nachteilig ist dagegen die geringe Zuladung (nur ein Sitzplatz) zu bewerten und die Tatsache, daß das Fahrzeug durch seine Abmessungen und Fahrleistungen häufig nicht als vollwertiger Teilnehmer am Straßenverkehr angesehen wird.



Bild 2-3: Mini-El City

Fahrzeugstudien

Die meisten großen Automobilhersteller erproben derzeit Elektroantriebe an Serienfahrzeugen entsprechend dem Conversion-Prinzip. Weiterhin beschäftigen sich vereinzelt auch deren Entwicklungsabteilungen mit Fahrzeugstudien, in denen Elektromotorantriebe zum Einsatz kommen sollen. In erster Linie sind dies kompakte, leichte Stadtfahrzeuge. Ein besonderes Augenmerk wird dabei meist auch auf Sicherheitsaspekte gelegt. Mit Hilfe von Crashelementen, Rahmenversteifungen, Airbag usw. kann der Sicherheitsstandard konventioneller Pkw erreicht werden.

Zwei Fahrzeugstudien dieser Art sind der BMW E1 und der VW Chico. Während der BMW E1 ein reines Elektrofahrzeug mit Na/S-Batterie ist, sollen im VW Chico verschiedene Antriebskonzepte zum Einsatz kommen. Derzeit ist ein Hybrid-Antrieb verwirklicht worden. Auf Bild 2-4 und Bild 2-5 sind der BMW E1 bzw. der VW Chico dargestellt /BMW, 1990/,/etz, 1990/.

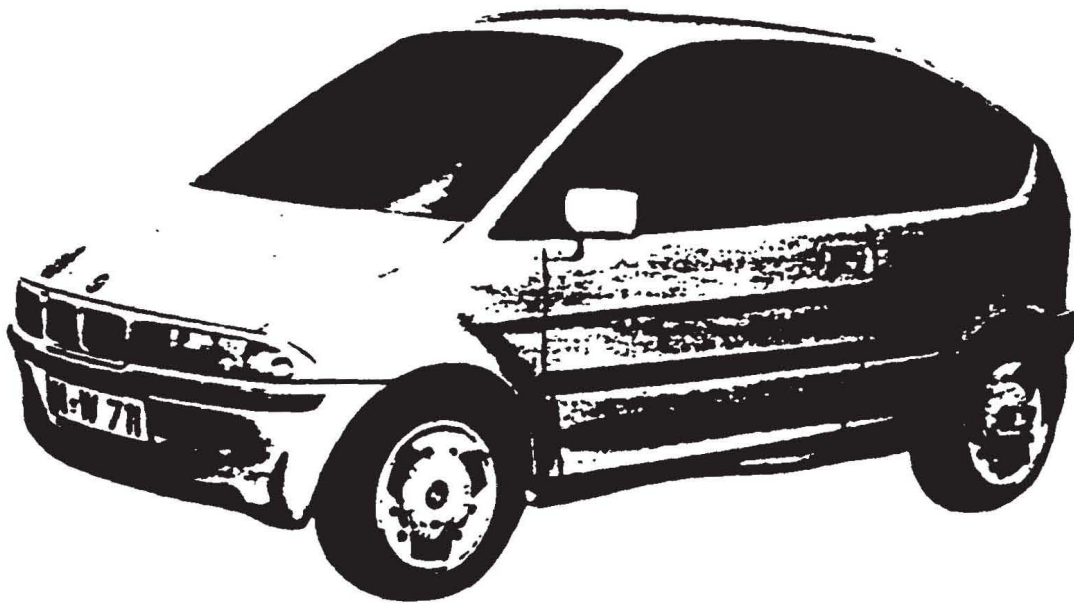


Bild 2-4: Fahrzeugstudie BMW E1

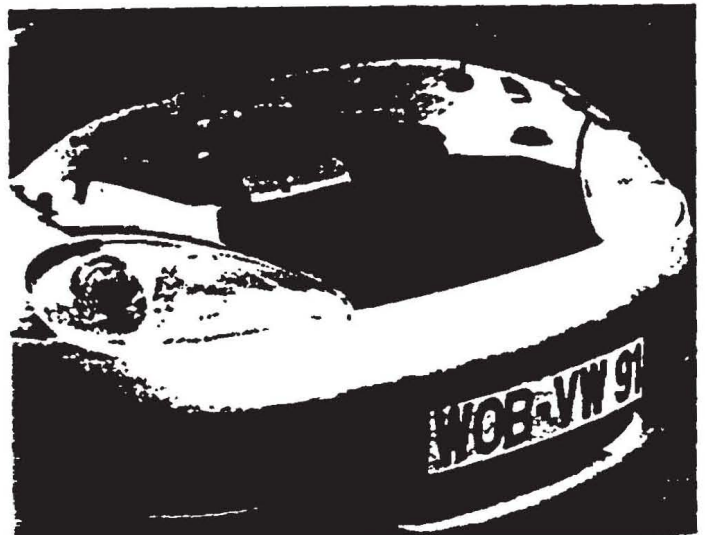


Bild 2-5: Fahrzeugstudie VW Chico

2.1.2 Elektro-Transportfahrzeuge

Marktübersicht

Im Bereich der Elektro-Transporter ist das Marktangebot zwar nicht so groß wie bei den Pkw, jedoch ebenso vielfältig. Die Bandbreite der Fahrzeuggröße reicht vom Kombi bis hin zum großen Lieferwagen mit 1 t Nutzlast. Auch verschiedene Ausführungsvarianten wie z.B. Pritsche, Kipper, usw. werden angeboten. Sämtliche Elektro-Transportfahrzeuge, deren Antriebs- und Batteriedaten in Tabelle 2-3 und deren Fahrzeug- und Fahrleistungsdaten in Tabelle 2-4 ausgewiesen sind, sind Abwandlungen von Serienfahrzeugen.

Name	Baujahr	Art	Antrieb		Art	Batterie			
			Nennleistung kW	max. Leistung kW		Nennspannung V	Nennkapazität Ah	Batteriegewicht kg	max. Ladedauer h
Citroen C25E	1992	GMH	15		Pb/Pb02g	96		504	8
Citroen C15E	1992	GMH	25		Pb/Pb02g	168		882	8
Colenta Minicab Bus	1990	GRM	11	27	Pb/Pb02g	90	160		10
Colenta Minicab Prit.	1990	GRM	11	27	Pb/Pb02g	90	160		10
Colenta Varica Bus	1990		12		Pb/Pb02	90	160		10
Colenta Varica Prit.	1990		12		Pb/Pb02	90	160		10
Larel Kommunal	1991	SPM	40		Pb/Pb02g	228	120	860	6
MB 308E		GRM	18	25	Pb/Pb02s	80	400		8-9
Peugeot T5 Elektro	1992		25		Pb/Pb02g	168		882	8
Solcar	1991	GM	27	32	Ni/Cd	144	130	450	12
Torpedo Poker	1991	GRM	8		Pb/Pb02g	72	240	300	6

Tabelle 2-3: Marktübersicht Elektro-Transporter, Antriebs- und Batteriedaten
(ohne Anspruch auf Vollständigkeit)

Name	Sitz- plätze	zul.Gesamt- gewicht kg	Fahrzeug		Zuladung kg	Heizung	Reich- weite km	Beschl. von 0-50km/h s	Höchst- geschw. km/h	Netzeenerg. verbrauch Stadtverk. kWh/100km	Preis DM
			Leer- gewicht kg								
Citroen C25E	2	1.690	1.390		300	D	70	12	80	18-20	217.6000S
Citroen C15E	3	3.190	2.390		800	D	70	12	80	30	303.9000S
Colenta Minicab Bus	5	1.640	1.270		370	D	61	20	65	33	40.000DM
Colenta Minicab Prit.	2	1.640	1.270		370	D	61	20	65	33	41.500DM
Colenta Varica Bus	6-7	2.000	1.300		700		30-80	18	50-65		
Colenta Varica Prit.	2	2.000	1.300		700		30-80	18	50-65		
Larel Kommunal	2	3.500	2.600		900		70-90	10	80	30	
MB 308E	1+5	4.300	3.300		1.000	D	55		44	42	85.000DM
Peugeot T5 Elektro	2-3	3.190	2.445		745	D	70	12	80	30	303.9000S
Solcar		2.850	1.850		1.000		60-100	11	110	30	59.500sFr
Torpedo Poker	2	1.700	1.150		550	G	50-70		55	16	

**Tabelle 2-4: Marktübersicht Elektro-Transporter, Fahrzeug- und Fahrleistungsdaten
(ohne Anspruch auf Vollständigkeit)**

Beschreibung ausgewählter Fahrzeuge

Mercedes Benz 308 E - Kommunalfahrzeug

Elektrotransporter auf der Basis der Mercedes-Benz Modellreihen 307 und 308 werden seit 1981 in verschiedenen Ausführungen gebaut und in Flottenversuchen erprobt.

Bild 2-6 zeigt den MB 308 E in der Ausführungsvariante als Doppelkabine-Einseitenkipper, wie er im Stadtreinigungsdienst in Düsseldorf seit 1988 im Einsatz ist.



Bild 2-6: Mercedes-Benz-Transporter 308 E als Doppelkabine-Einseitenkipper

Colenta

Die Firma Colenta verwendet zur Herstellung ihrer Kleintransporter preisgünstige Karosserien aus Taiwan, wodurch sich relativ geringe Anschaffungskosten ergeben. Dieses Konzept hat sich bisher bewährt, da der Colenta derzeit wohl der meist eingesetzte Elektro-Transporter in der BRD ist. Die Fahrzeuge können mit verschiedenen Batteriesystemen wie z.B. Blei/Gel- oder Nickel/Cadmium-Batterien ausgerüstet werden. Weiterhin kann zwischen einer Bus- und Pritschenversion ausgewählt werden. Bild 2-7 zeigt beide Ausführungsformen des Colenta-Transporters.



Bild 2-7: Colenta-Elektrotransporter in Bus- und Pritschenausführung

2.1.3 Elektro-Omnibusse

Marktübersicht

Im Bereich der Omnibusse bieten nur wenige Hersteller Fahrzeuge an. Aufgrund der niedrigen Stückzahlen werden Omnibusse meist auftragsbezogen speziell auf einen bestimmten Anwendungsfall konstruiert und ausgelegt. Dabei mußten für den konventionellen, innerstädtischen Linienbusverkehr teilweise erst Batteriewechsel- oder Kurzzeitzwischenladungstechniken entwickelt werden, um die erforderlichen Tagesreichweiten bei vorgegebenen Fahrleistungen zu erreichen. Die verstärkte Nachfrage an emissionsfreien und geräuscharmen Nahverkehrsmitteln für den Einsatz in Kurzentren, Messen, Fußgängerzonen usw. führte zur Entwicklung von im Vergleich zu Standardlinienbussen etwas kleineren Bussystemen. Diese werden meist in konsequenter Leichtbauweise ausgeführt, um hohe Reichweiten zu erzielen. In Tabelle 2-5 und Tabelle 2-6 sind die Daten einiger Omnibusse ausgewiesen.

Name	Baujahr	Art	Antrieb		Art	Batterie			
			Nennleistung kW	max. Leistung kW		Nennspannung V	Nennkapazität Ah	Batteriegewicht kg	max. Ladedauer h
Larel Elektro	1991	SPM	40		Na/S	240	210	570	2
MAN SL-E		GMH	90	180	Pb/PbO ₂ s	360	455	6.100	
MAN SL-E		GRM	115	176	Pb/PbO ₂ s	360	455	6.100	
Neoplan N 8008 E	1991	GMH	28		Ni/Cd	120	200	600	5-10
Steyr Ely Bus	1989	GM	2x22,5		Pb/PbO ₂ s	2x120	190	1.300	
Vetter 8SH-L/B+S	1991	GRM	15	26	Pb/PbO ₂ s	80	560		

Tabelle 2-5: Marktübersicht Elektro-Omnibusse, Antriebs- und Batteriedaten

Fahrzeug- und Fahrleistungsdaten

Name	Plätze	Fahrzeug				Reichweite km	Beschl. von 0-50km/h s	Höchstgeschw. km/h	Netzenergieverbrauch Stadt kWh/100km	Preis DM
		zul. Gesamtgewicht kg	Leergewicht kg	Zuladung kg	Heizung					
Larel Elektro	15+5	4.400	2.500	1.900		150	13	60	40	
MAN SL-E	80	24.000	15.600	8.400	D	70	23	70	267	
MAN SL-E	80	24.000	15.600	8.400	D	70	23	70	307	
Neoplan N 8008 E	27-40	7.500	4.240	3.260		50-70		30		300.000
Steyr Ely Bus	15+11			0		50-70	12	80	90	300.000
Vetter 8SH-L/B+S	15+30	10.000	6.500	3.500	G	75		20-40	35	400.000

Tabelle 2-6: Marktübersicht Elektro-Omnibusse, Fahrzeug- und Fahrleistungsdaten

Beschreibung ausgewählter Fahrzeuge

MAN SL-E

Von 1974 bis 1988 wurden von der Rheinischen Bahngesellschaft in Mönchengladbach und Düsseldorf 22 batterieelektrische Nahverkehrsbusse vom Typ MAN SL-E eingesetzt. Nachdem sich die zunächst eingesetzte Batteriewechseltechnik als zu aufwendig erwiesen hatte, wurde die Versorgung mittels Kurzzeitzwischenentladung entwickelt. Dabei wird die auf einem Anhänger untergebrachte Batterie während der fahrplanbedingten Aufenthalte an den Endhaltstellen über spezielle Ladeschienen und Ankoppelvorrichtungen mit hohen Strömen zwischengeladen.

Gegenüber der Batteriewechseltechnik (60.000 Betriebskilometer) konnte die mittlere Batterielebensdauer auf 140.000 Betriebskilometer angehoben werden, die kurzzeitige Hochstromaufladung wirkte sich positiv auf die Lebensdauer der Batterie aus. Bild 2-8 zeigt einen Elektro-Omnibus während einer Zwischenladung.



Bild 2-8: MAN SL-E bei Kurzzeitzwischenladung am Haltepunkt

Die Busse wurden je zur Hälfte mit Reihenschluß- und Nebenschlußmotoren ausgerüstet. Grundsätzlich konnte eine ausreichende Zuverlässigkeit und Betriebstauglichkeit nachgewiesen werden /GES, 1986/.

Vetter 8SH-L/B+S

Der Vetter Elektro-Omnibus ist mit einer selbsttragenden Karosserie in Leichtbauweise ausgestattet. Als Antrieb kommt ein Reihenschlußmotor mit einer Blei-Säure Batterie zum Einsatz. Das Fahrzeug hat 15 Sitzplätze und 30 Stehplätze und ist für den Zubringerdienst in Fußgängerzonen, Messen und Airports konzipiert (Bild 2-9).



Bild 2-9: Elektro-Omnibus Vetter 8 SH-L/B+S

2.2 Traktionsbatterien

Der Entwicklungsstand der Batterietechnik spielt bei der Einführung von Elektrostraßenfahrzeugen eine wichtige Rolle. Im folgenden werden die wichtigsten Traktionsbatteriesysteme vorgestellt und verglichen /FfE, 1992/.

2.2.1 Batterietypen

Der Aktionsradius und die zeitliche Verfügbarkeit eines Elektro-Pkw werden von der Batterie und ihrer Ladetechnik bestimmt. Der Betreiber muß vor der Anschaffung eines Elektrostraßenfahrzeuges sein maximales Anforderungsprofil festlegen und danach die Batteriekapazität bemessen. Da die Batteriekosten einen wesentlichen Teil der Gesamtkosten ausmachen, sollte die Batteriekapazität nicht größer als nötig gewählt werden. Aus der großen Vielzahl an unterschiedlichen Batteriesystemen kommen für die Traktion heute nur einige wenige in Betracht. Hierzu zählen neben der konventionellen Blei-Batterie die von der Energiedichte bessere, aber wesentlich teurere Ni/Cd-Batterie sowie die Na/S-Batterie. Letztere hat eine rund dreifach höhere Energiedichte als der Bleiakkumulator, weist jedoch wegen der hohen Betriebstemperatur von 350 °C thermische Verluste auf und muß ihre Alltagstauglichkeit noch unter Beweis stellen. Weitere mittelfristig verfügbare Speichersysteme sind die Na/NiCl₂-Batterie (vergleichbar dem Na/S-Akku) sowie die Zn/Br₂-Batterie.

Die Blei/Bleioxid-Batterie

Die Blei/Bleioxid-, kurz Blei-Batterie, ist im Traktionsbereich das bisher am meisten verbreitete Speichersystem. Sie besteht aus zwei festen Elektroden (Blei und Bleioxid) und mit Wasser verdünnter Schwefelsäure als Elektrolyt. Dieser kann in wässriger Form vorliegen, in einem Vlies aufgesogen oder geliert sein. Blei-Batterien mit gelierten Elektrolyten werden Blei-Gel-Batterien genannt. Für den optimalen Ablauf der chemischen Reaktionen sind drei Gesichtspunkte wichtig:

- die gleichmäßige Konzentration des Elektrolyten
- die Minimierung der Gasungsverluste
- die Einhaltung der Betriebstemperatur

Durch die unterschiedliche Dichte von Wasser und Schwefelsäure kommt es bei der Blei-Batterie mit wässrigem Elektrolyten zu einer vertikalen Elektrolytschichtbildung, d.h. einer ungleichmäßigen Konzentration im Elektrolyten, die verhindert, daß die ganze Elektrodenfläche gleichmäßig an der Reaktion teilnimmt. Deshalb wird bei diesen Batteriesystemen häufig eine Elektrolytumwälzung integriert.

Wird beim Laden die sogenannte Gasungsspannung erreicht (ca. 2,4 V / Zelle), findet eine Nebenreaktion, die Wasserzersetzung statt. Bei Blei-Batterien mit wässrigen Elektrolyten entweichen die entstehenden Gase (H_2 und O_2) und der entstehende Wasserverlust muß von Zeit zu Zeit manuell oder durch Wassernachfüllsysteme ersetzt werden.

Blei-Batterien mit festgelegtem Elektrolyten kommen dagegen ohne Elektrolytumwälz- und Wassernachfüllsysteme aus und sind somit wartungsfrei. Auch bei ihnen muß jedoch sichergestellt werden, daß keine Gasungsspannungen auftreten, da diese sich schädlich auf die Lebensdauer auswirken.

Der Ablauf der chemischen Reaktionen ist bei wässrigem und festgelegtem Elektrolyten zusätzlich von der Temperatur abhängig, bei niedrigen Batterietemperaturen sinkt die entnehmbare Energiemenge stark ab. Daher ist zur Garantierung der Reichweite und Zyklenzahl eine über die ganze Batterie gleichmäßige Temperierung bei längeren Standzeiten im optimalen Betriebsbereich von ca. 25 °C sinnvoll.

Die hierzu erforderlichen Batterieheizungen können zwar insbesondere in den Wintermonaten einen nicht unerheblichen Energieverbrauch verursachen, sie erhöhen dafür jedoch die Verfügbarkeit und Lebensdauer der Batterie. Die anfangs eingesetzten Heizungen mit Folienwiderständen haben sich hierbei nicht bewährt, da lokale Überhitzungen zum Ausfall einzelner Zellen geführt haben. Gute Erfahrungen konnten dagegen mit Wasser-Heizsystemen gesammelt werden, bei denen die Batteriemodule in Batterietaschen eingebettet sind, in denen erwärmtes Wasser zirkuliert. Dadurch ergibt sich eine gleichmäßige Temperaturverteilung, was sich vorteilhaft für die Lebensdauer der Batterie auswirkt.

Die Nickel/Cadmium-Batterie

Die Nickel/Cadmium(Ni/Cd)-Batterie hat wie die Blei-Batterie in Elektrofahrzeugen größere praktische Bedeutung erreicht. Sie besteht aus der positiven Nickelhydroxid- oder Nickeloxidhydroxid-Elektrode, der negativen Cadmium-Elektrode in Schwamm- oder Pulverform und einem wässrigen alkalischen Elektrolyten, verdünnter Kalilauge.

Im Gegensatz zur Blei-Säure-Batterie kann durch konstruktive Maßnahmen (Materialüberschuß an der Cd-Elektrode) ein Wasserverlust vermieden werden, d.h. die Batterie kann gasdicht und somit wartungsfrei gebaut werden.

Weitere Vorteile im Hinblick auf den Einsatz in Elektrostraßenfahrzeugen sind die Lagerfähigkeit im entladenen Zustand und die Möglichkeit der Hochstromladung, die bewirkt, daß die Batterie bereits nach zwei Stunden einen Ladegrad von 80 % erreicht.

Nachteilig wirkt sich die starke Wärmeentwicklung bei Schnellladung der Ni/Cd-Batterie (maximale Betriebstemperatur 45 °C) aus, die ein wirksames Kühlsystem voraussetzt, wenn ein uneingeschränkter Betrieb gefordert wird.

Die Nickel/Eisen-Batterie

Die Nickel/Eisen(Ni/Fe)-Batterie zählt wie die Ni/Cd-Batterie zur Gruppe der Stahlakkumulatoren. Sie gleicht im Aufbau der Ni/Cd-Batterie, abgesehen von der positiven Elektrode, die aus gesintertem Eisenstreckmaterial hergestellt ist.

Die Betriebseigenschaften sind denen der Ni/Cd-Batterie ähnlich mit der wesentlichen Ausnahme, daß das Gasen und somit der Wasserverlust bei Ni/Fe-Akkumulatoren nicht durch bauliche Maßnahmen an der Fe-Elektrode verhindert werden kann und somit der Wartungsaufwand größer ist. Die Verwendung des im Vergleich zu Cadmium umweltverträglicheren und kostengünstigeren Eisens hat auch nach der Einführung der technisch vorteilhafteren Ni/Cd-Batterie nicht zur Einstellung der Entwicklungsarbeiten geführt.

Die Natrium/Schwefel-Batterie

Mit dem Anfang der Entwicklung der Natrium/Schwefel(Na/S)-Batterie in den sechziger Jahren hat die Ära der Hochenergie- und Hochtemperaturbatterien begonnen, die dem Elektrostraßenfahrzeug auf längere Sicht zum Durchbruch verhelfen können.

Die Na/S-Batterie beinhaltet zwei Elektroden in flüssiger Form (Natrium und Schwefel), die durch einen keramischen Elektrolyten (β -Aluminiumoxid) getrennt werden, der für die Natriumionen durchlässig ist. Da die Reaktanden in flüssiger Form vorliegen müssen, ist die Einhaltung einer Betriebstemperatur von 300 bis 350 °C erforderlich. Hierzu sind eine gute Wärmedämmung (Vakuumisolation) und Einrichtungen zum Heizen (Heizwiderstände) und Kühlen (z.B. Luftkanäle für schnelladbare Ausführungen) im Zellenverbund notwendig. Im Fahr- und Ladebetrieb genügen die Stromwärmeverluste im Inneren der Batterie zur Beheizung, bei längeren Standzeiten muß mit einer integrierten Widerstandsheizung, die aus dem Netz oder der Batterie versorgt wird, nachgeheizt werden. Überschüssige Verlustwärme wird in der Regel über eine Luftkühlung abgeführt.

Bei einer Abkühlung auf Umgebungstemperatur bleibt die Ladung zwar erhalten, die Batterie kann aber erst nach einer Aufheizphase wieder betrieben werden. Abkühlungen unter die Betriebstemperaturen reduzieren Leistung und Lebenserwartung der Batterie, weshalb während der Lebensdauer einer Batterie nicht mehr als 10 derartige Abkühlvorgänge vorkommen sollten.

Die Natrium/Nickelchlorid-Batterie

Die Natrium/Nickelchlorid(Na/NiCl₂)-Batterie wird seit etwa 1980 entwickelt. Sie ist in ihrem Funktionsprinzip der Na/S-Batterie ähnlich. Anstelle der flüssigen Schwefel-Elektrode besitzt sie eine feste Nickelchlorid- bzw. Natriumchlorid-Elektrode, die über einen schmelzflüssigen zweiten Elektrolyten, Natriumaluminiumchlorid, an den Festkörperelektrolyten (β -Aluminiumoxid) angebunden ist.

Die Na/NiCl₂-Batterie arbeitet im Temperaturbereich von 250 bis 370 °C, weshalb eine der Na/S-Batterie entsprechende Heiz- und Kühltechnik vorgesehen werden muß. Vorteile gegenüber der Na/S-Batterie sind die größere Sicherheit des Systems bei Elektrolytbruch und die Tatsache, daß Abkühlvorgänge im Hinblick auf die Lebensdauer weniger kritisch sind.

Die Zink-Brom-Batterie

Im Gegensatz zu den bisher beschriebenen Batterien benötigt ein Zink/Brom(Zn/Br₂)-Batterie-System für jede Elektrode einen eigenen Elektrolytkreislauf, in dem der Elektrolyt (Zinkbromid) über eine Pumpe zwischen dem elektrisch aktiven Elektrodenbereich und einem Speicher zirkuliert. Beide Kreisläufe sind im Elektrodenbereich über einen Separator verbunden, der für Zink-Ionen durchlässig ist. Die Anode besteht aus Zink, als Kathode kommt Brom zum Einsatz, das sich, gebunden an einen organischen Komplex, im Kathodenkreis in einem Speicher außerhalb des Elektrodenbereichs aufhält. Die Batterieleistung hängt von der Elektrodengröße und der Umwälzleistung der Elektrolytkreisläufe ab und ist somit vom Energieinhalt entkoppelt, der mit der Größe der Speicher steigt.

Eine für den Betrieb im Elektrofahrzeug vorteilhafte Eigenschaft ist die vollständige Entladefähigkeit der Zn/Br₂-Batterie. Eine Tiefentladung ist für die Batterie sogar nützlich, da hierdurch ein Reinigungseffekt an der Zinkelektrode auftritt. Ein weiterer Vorteil im Betrieb ist die Möglichkeit, den Ladezustand über eine Leitfähigkeitsmessung des Bromkomplexes zu bestimmen. Nachteilig hingegen wirkt sich aus, daß ein recht aufwendiges System aus Rohren, Reservoirs usw. mit einem entsprechenden Hilfsenergieverbrauch im Fahrzeug aufgebaut werden muß.

2.2.2 Kriterien zum Vergleich von Batteriesystemen

Für den Einsatz in einem Verkehrsfahrzeug sind folgende Kriterien für einen Energiespeicher von Bedeutung:

- Energie- und Leistungsdichte bezogen auf Gewicht und Volumen
- energetische Effektivität (Selbstentladung, Verluste, Aufwand für Temperierung)
- Sicherheit (Schutz von Personen bei Unfällen)
- Betriebstauglichkeit (Lebensdauer, Ladezeit, Verfügbarkeit, Wartung)
- Kosten
- Umweltverträglichkeit bei Herstellung, Betrieb und Entsorgung

Bei einigen dieser Kriterien konnten in den letzten Jahren Fortschritte erzielt werden. Im folgenden sollen die eingangs beschriebenen Traktionsbatteriesysteme anhand dieser Aspekte verglichen werden.

2.2.3 Vergleich der Batteriesysteme

In Tabelle 2-7 sind die wichtigsten Daten der beschriebenen Batteriesysteme zusammengefaßt.

Batterietyp	Pb/PbO ₂ - Batterie	Ni/Cd- Batterie	Ni/Fe- Batterie	Na/S- Batterie	Na/NiCl ₂ - Batterie	Zn/Br ₂ - Batterie
erreichte Energiedichte ¹⁾ [Wh/kg]	35	55	45	80	89	65 - 70 ²⁾
erreichte Leistungs- dichte ³⁾ [W/kg] (Zeitdauer)	100 (20-30s)	200 (15s)	100 (k.A.)	108 (< 2min)	109 (< 2min)	80-100 (20-30s)
zul. Betriebstemperatur- bereich [°C]	-10 bis 60	-30 bis 45	0 bis 50	290 bis 380	250 bis 370	20 bis 40
Ah-Zykluswirkungsgrad bei Lade/Entladedauer	85 - 95 % 12h/5h	75 - 86 % 12h/5h	70 % 12h/5h	100 % 12h/5h	100 % 12h/5h	88 - 93 % 5h/3h
Wh-Zykluswirkungs- grad ⁴⁾	65 - 75 %	55 - 75 %	50 - 60 %	93 %	91 %	65 - 70 %
Verluste	3-15 % /Monat ⁵⁾	20-30 % /Monat ⁵⁾	35-50 % /Monat ⁵⁾	7,7 W/kWh 6)	7,4 W/kWh 6)	k.A.
erreichte Lebensdauer [Vollzyklen]	400-800 ⁷⁾	1500-2000 8)	1000-2000	600 ⁹⁾	> 400 ¹⁰⁾	> 700 ¹⁰⁾
Kosten [DM/kWh]	500-700	1700	1000	1800-2000 11)		

- 1) bei 5-stündiger Entladung
2) bei 3-stündiger Entladung
3) bei $U = 2/3$ der Leerlaufspannung
4) ohne Selbstentladung und Hilfsenergieverbrauch
5) Selbstentladung
6) Wärmeverluste, teilweise durch ohmsche Verlustwärme in der Betriebsphase gedeckt
7) stationäre Bleibatterien bis 1500 Zyklen
8) Herstellerangabe
9) kalendarische Lebensdauer: 1 - 1,5 Jahre
10) Versuchsphase noch nicht beendet
Angaben sind gesicherte Werte
11) keine Serienfertigung, Ziel: 350 DM/kWh

Tabelle 2-7: Zusammenfassung der wichtigsten Daten von Batteriesystemen für Elektrostraßenfahrzeuge

Energie- und Leistungsdichte

In den beiden ersten Spalten von Tabelle 2-7 sind die bisher erreichten Energie- und Leistungsdichten ausgewiesen. Beide Werte sind auf das Batteriegewicht bezogen, d.h. periphere Anlagenteile sind darin nicht berücksichtigt. Die Angabe der Energiedichte ist mit Unsicherheiten verbunden, da diese, wie Bild 2-10 zeigt, deutlich von der Höhe der Leistungsabgabe abhängt. Um einen Vergleich der Batterien zu ermöglichen, werden hier die Werte für eine 5-stündige Entladung verwendet. Bei höheren Strömen nimmt die entnehmbare Energie durch den Abfall der Spannung am Innenwiderstand deutlich ab.

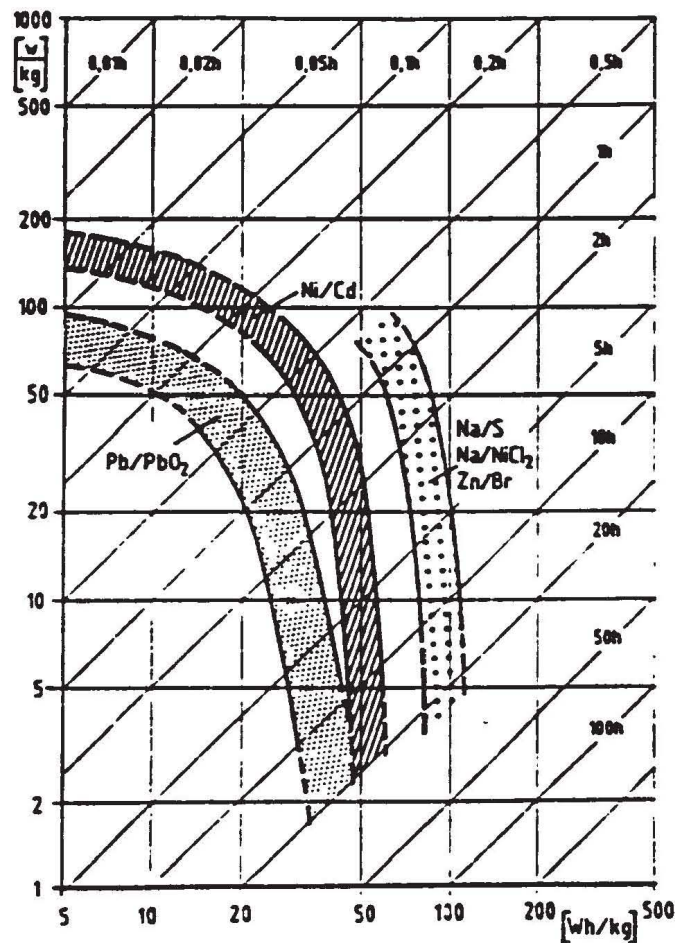


Bild 2-10: Abhängigkeit der Energiedichte verschiedener Batterien von der Belastung
/Burkner, 1990/

Mit den Hochtemperaturbatterien (Na/S, Na/NiCl₂) werden etwa um den Faktor 3 höhere Energiedichten erreicht als mit der Blei-Batterie, was insbesondere für den Elektrostraßenfahrzeugbereich ein sehr wichtiger Aspekt ist, da dadurch im selben Maße die Reichweite vergrößert wird. Die konventionellen Ni/Cd- und Ni/Fe-Batterien besitzen je nach Batterietyp und Entladedauer um 30 bis 100 % höhere Energiedichten als Blei-Batterien.

Die Leistungsdichten liegen mit Ausnahme der Ni/Cd-Batterie, die nahezu den doppelten Wert erreicht, etwa im selben Bereich. Die Bestimmung dieser Werte ist jedoch sehr kritisch, da der schädliche Einfluß von Schnellentladungen auf die Lebensdauer bestimmter Batterietypen mit berücksichtigt werden muß.

Energetisches Verhalten

Die energetische Effektivität einer Batterie hängt stark von der Art der Belastung ab, da Selbstentladeverluste und Hilfsenergieverbrauch bei unterschiedlichen Entlade- bzw. Lademengen und Stillstandszeiten einen verschieden hohen Einfluß auf die Gesamtenergiebilanz ausüben. Daher werden bei Batterien für definierte Lade- bzw. Entladezyklen sogenannte Zykluswirkungsgrade bestimmt, bei denen der Hilfsenergieverbrauch nicht und die Selbstentladung in geringem Maße berücksichtigt werden. Durch die getrennte Angabe von Selbstentladeverlusten und dem Hilfsenergieverbrauch kann die energetische Effektivität dann bei unterschiedlichen Belastungen bestimmt werden.

Die Ah-Zykluswirkungsgrade bewerten die zu- und abgeflossenen Ladungsmengen. Bei den Hochenergiebatterien (Na/S und Na/NiCl₂) betragen sie jeweils 100 %. Bei den restlichen Batterietypen treten durch Nebenreaktionen (z.B. Gasen) Ladungsträgerverluste auf. Geringer sind dagegen bei allen Batterien Wh-Zykluswirkungsgrade, die die Energiemengen ins Verhältnis setzen. Ursache hierfür sind die Spannungsverluste aufgrund von Innenwiderständen und Polarisationspannungen. Die Werte der Hochenergiebatterien sind hier ebenfalls deutlich besser.

Ähnlich ist die Sachlage bei der Betrachtung der Selbstentladeverluste. Während bei der Blei-Batterie geringe, bei den Nickel-Batterien erhebliche Verluste auftreten, können bei der Na/S- und Na/NiCl₂-Batterie keine chemischen Selbstentladungseffekte beobachtet werden. Dafür wirkt sich die hohe Betriebstemperatur bei den Hochenergiebatterien stark auf den Hilfsenergieverbrauch aus. Bei längeren Standzeiten müssen Wärmeverluste aus der Batterie selbst gedeckt werden. Bei den anderen Systemen besteht ein Hilfsenergieverbrauch für die Elektrolytumwälzung oder andere periphere Anlagenteile.

Betriebstauglichkeit

Ein wichtiges Kriterium zur Beurteilung der Betriebstauglichkeit ist die Verfügbarkeit, die im wesentlichen durch die Ladedauer beschränkt wird. Lediglich die Ni/Cd-Batterie weist nachgewiesenerweise eine Schnelladefähigkeit auf (nach 2 Stunden etwa 80 % der Ladung).

Der Wartungsaufwand für Batterien konnte in den letzten Jahren deutlich verringert werden, da die meisten Systeme inzwischen gasdicht ausgeführt sind, so daß z.B. Wassernachfüllungen nicht mehr erforderlich sind. Zudem sorgen Batteriemanagement-Systeme dafür, daß die Betriebsparameter zum Ablauf der chemischen Reaktionen eingehalten werden.

Die Lebensdauer und Alterungserscheinungen beeinflussen deutlich die Betriebstauglichkeit von Batteriesystemen. Man unterscheidet dabei die Zykluslebensdauer, d.h. die Anzahl der möglichen Lade- und Entladevorgänge, und die kalendarische Lebensdauer, die im wesentlichen durch Korrosion oder Materialprobleme begrenzt wird. Die Angabe beider Größen ist kritisch, da verlässliche Werte aus dem praktischen Betrieb nur für die Blei- und die Ni/Cd-Batterie vorliegen und außerdem die Lebensdauer stark von der Beanspruchung abhängt. Für alle angesprochenen Batterie-Systeme scheint eine Zykluslebensdauer von etwa 500 Zyklen gesichert, die Ni/Cd- und die Ni/Fe-Batterien dürften noch deutlich höhere Werte erreichen. Schwierigkeiten bereiten Korrosionsprobleme bei den Hochenergiebatterien, die derzeit kalendarische Lebensdauern von nur ein bis einhalb Jahren ermöglichen.

Kosten und Umweltverträglichkeit

Im Hinblick auf die spezifischen Kosten können nur die konventionellen Batterietypen verglichen werden, da hier bereits eine Serienfertigung vorliegt. Die geringsten Kosten weist die Blei-Batterie auf, während die Stahlbatterien deutlich teurer sind. Die Na/S-Batterie, die derzeit noch um den Faktor 2 bis 4 teurer als die Blei-Batterie ist, soll bei Großserienfertigung allerdings deren Wert unterschreiten.

Die Umweltverträglichkeit spielt hauptsächlich bei der Herstellung und Entsorgung eine Rolle, da im regulären Betrieb keine Beeinträchtigung der Umwelt zu erwarten ist. Entscheidend ist die Art der eingesetzten chemischen Elemente und deren Verbindungen. Nickel und Cadmium sind toxisch wirkende Schwermetalle, in geringerem Maße auch Blei. Dementsprechend sorgfältig muß die Handhabung bei der Herstellung und Entsorgung erfolgen.

Das Recycling von Blei- und Stahllakkumulatoren wird bereits seit langem praktiziert, nicht zuletzt deshalb, weil dies abhängig von der Notierung an der Metallbörse wirtschaftlich sein kann. Daher wird bei der Herstellung von Traktions- und Starterbatterien überwiegend Sekundärblei eingesetzt, das aus der Aufbereitung von Altbatterien stammt. Vorteilhaft für die Stoffrückführung ist generell der Einsatz von nur wenigen Materialien bei der Herstellung. Blei-Batterien können daher technisch gesehen fast vollständig und Ni/Cd-Batterien zu 60 % wiederverwertet werden /Kiehne, 1991/.

Auch bei den anderen angesprochenen Systemen gilt das Recycling als technisch machbar. Spezielle Verwertungsanlagen dafür gibt es zwar derzeit noch nicht, dem Aspekt der Wiederverwendung wird jedoch laut Aussage der Hersteller bereits bei der Entwicklung Rechnung getragen.

Die Tendenzen deuten darauf hin, daß in Zukunft die Batteriehersteller auch für die Entsorgung verantwortlich gemacht werden. Dadurch dürfte gewährleistet werden, daß eine Rückführung der Wertstoffe in einem hohen Maße erfolgen wird.

Entwicklungstendenzen

Als marktreif können derzeit nur die konventionellen Batterietypen (Pb, Ni/Cd, Ni/Fe) bezeichnet werden. Verbesserungen sind hier im Hinblick auf die Lebensdauer und Wartungsfreiheit zu erwarten, die in erster Linie durch Modellpflege (z.B. Elektrodengeometrien, -legierungen) bewirkt werden. Damit dürften auch die energetischen Kennwerte etwas verbessert werden.

Die Hochtemperatur-Batterien und die Zn/Br-Batterie sind bereits mitten in der Entwicklungs- und Erprobungsphase, sie werden wohl aber erst in einigen Jahren marktreif sein. Voraussetzung hierfür sind Materialverbesserungen, die Optimierung der peripheren Anlagenteile und eine deutliche Kostendegression.

2.3 Spezifischer Energieverbrauch für Traktion, Beheizung und im Stillstand

Der gesamte Energieverbrauch von Elektrostraßenfahrzeugen setzt sich aus dem Stromverbrauch und dem Kraftstoffbedarf der in der Regel vorhandenen Fahrgastzellenheizung zusammen. Im folgenden wird der Netzenergieverbrauch (ab Steckdose), der den Großteil des Energieverbrauchs ausmacht, in Abhängigkeit der wichtigsten Einflußparameter betrachtet. Anschließend erfolgt die Angabe von Richtwerten für den Energiebedarf von Fahrgastzellenheizungen.

2.3.1 Zusammensetzung des Netzenergieverbrauchs von Elektrostraßenfahrzeugen

Der Netzenergiebedarf von Elektrostraßenfahrzeugen berechnet sich aus dem zeitlichen Integral der Ladeleistung und setzt sich aus unterschiedlichen Bestandteilen zusammen. Zunächst kann in den Traktionsenergiebedarf und in Stillstandverluste unterschieden werden:

$$W_z = \int P_{\text{Lade}}(t) \cdot dt = W_T + W_S$$

mit: W_z : Netzenergieverbrauch für einen Zyklus

W_T : Traktionsenergiebedarf

W_S : Stillstandverluste

Traktionsenergiebedarf

Als Traktionsenergiebedarf wird der Energieverbrauch zum Laden der Antriebsbatterie bezeichnet. Er ergibt sich an der Steckdose am Ende der Verlustkette, die sich vom Rad über die Fahrzeugkomponenten, Batterie und Ladegerät erstreckt. Der Traktionsenergiebedarf ist hauptsächlich von der Fahrenergie und damit von der Fahrstrecke, die vor Beginn des Ladezyklus zurückgelegt wurde, abhängig und kann in zwei Komponenten aufgeteilt werden, den wegstreckenabhängigen Anteil und den Konstantanteil:

$$W_T = u_{Ts} \cdot s + W_{Tk}$$

mit W_T : Traktionsenergiebedarf

u_{Ts} : Faktor für wegstreckenabhängigen Anteil

s : Wegstrecke

W_{Tk} : Konstantanteil des Traktionsenergiebedarfs

Wegstreckenabhängiger Anteil

In den wegstreckenabhängigen Anteil gehen sämtliche Umwandlungsverluste vom Ladegerät über die Batterie bis hin zum Motor mit Getriebe und Antriebssteuerung mit ein, wobei hier der Nutzungsgrad des Ladegeräts während der Hauptladephase angesetzt wird. Die Qualität der Einzelkomponenten wirkt sich direkt auf den Wegstreckenfaktor aus. Ebenso besteht ein direkter Zusammenhang zu den Fahrwiderständen und deren Einflußgrößen (Fahrzeugmasse, cw-Wert, Luftwiderstandsfläche usw.). Weiterhin besteht eine starke Abhängigkeit von den Fahrzyklen, d.h. für verschiedene Fahrweisen müssen unterschiedliche Wegstreckenfaktoren angesetzt werden.

Konstantanteil

Der Konstantanteil beinhaltet die Energiemenge, die nahezu unabhängig vom Entladegrad der Batterie für jeden Ladevorgang beim Durchfahren der Ladekennlinie verbraucht wird. Er ist somit im wesentlichen vom Ladeverfahren und der maximalen Ladeleistung abhängig.

Stillstandverluste

Neben dem reinen Traktionsenergiebedarf können die Stillstandverluste den Netzenergieverbrauch maßgeblich beeinflussen. Lange Standzeiten können dazu führen, daß die Stillstandverluste überwiegen und bei kurzen Fahrstrecken den spezifischen Netzenergiebedarf drastisch erhöhen. Die Stillstandverluste sind nahezu proportional zur sogenannten Erhaltungsladedauer, der Zeit, die nach Beendigung der Hauptladung bis zur Benutzung des Fahrzeugs vergeht. Sie können nach drei Arten unterschieden werden.

$$W_S = (w_{SB} + w_{SL} + w_{SN}) \cdot T_S$$

mit: W_S : Stillstandverluste

w_{SB} : mittlere Leistung zur Batterieklimatisierung

w_{SL} : mittlere Leistung zur Ladungserhaltung

w_{SN} : mittlere Nebenverbraucherleistung

T_S : Erhaltungsladedauer

Batterieklimatisierung

Fast alle Batteriearten benötigen, wie in Abschnitt 2.2 beschrieben, zu ihrer Betriebsfähigkeit oder zur Erhöhung ihrer Verfügbarkeit Systeme zur Batterieklimatisierung, die für die Einhaltung der Betriebstemperaturgrenzen sorgen. Deren Energieverbrauch ist insbesondere bei den Hochtemperaturbatterien erheblich. Da der Bedarf abhängig von der in der Batterie enthaltenen Restwärme und der Außentemperatur zeitlich nicht konstant anfällt, muß für die Leistung zur Batterieklimatisierung ein Jahresmittelwert angesetzt werden.

Ladungserhaltung

Einige Batteriesysteme weisen vor allem im vollgeladenen Zustand Selbstentladungsverluste auf. Deshalb muß, wenn bei Fahrtantritt eine möglichst große erzielbare Reichweite gewünscht wird, die Batterie kontinuierlich oder von Zeit zu Zeit wieder nachgeladen werden. Der hierzu notwendige Energiebedarf kann aus dem Produkt der Erhaltungsladedauer mit einer mittleren Erhaltungsladeleistung berechnet werden.

Nebenverbraucher

Weiterhin können Nebenverbraucher wie z.B. Lüfter u.ä. während der Stillstandszeit einen stand-by Verbrauch verursachen.

2.3.2 Spezifischer Netzenergieverbrauch von Elektrostraßenfahrzeugen in Abhängigkeit von verschiedenen Einflußgrößen

Als spezifischer Netzenergieverbrauch wird im folgenden der Strombedarf für einen Fahr- und Ladezyklus bezogen auf die zurückgelegte Fahrstrecke bezeichnet. In der graphischen Darstellung des spezifischen Netzenergieverbrauches über der Fahrstrecke ergeben sich Hyperbeln, wobei der Grenzwert für unendlich große Fahrstrecken der Wegstreckenfaktor w_{Ts} ist. Bei kurzen Fahrstrecken bewirken die wegstreckenunabhängigen Anteile des Energieverbrauchs, also der konstante Traktionsenergiebedarf und die Stillstandverluste, entsprechend dem Hyperbelverlauf der Kurve eine deutliche Erhöhung des spezifischen Netzenergieverbrauchs.

Nutzungshäufigkeit

Den größten Einfluß auf den Netzenergieverbrauch von Elektrostraßenfahrzeugen hat die Nutzungshäufigkeit. Wird ein Elektroauto nur selten eingesetzt, steigen mit der Standzeit die Stillstandverluste, so daß sich selbst für lange Fahrstrecken hohe spezifische Verbräuche ergeben.

In Bild 2-11 ist am Beispiel eines Elektro-Pkw der unteren Mittelklasse mit einer Blei-Batterie dieser Einfluß dargestellt. Als Indikator für die Nutzungshäufigkeit wird in der Darstellung die Anzahl der Ladezyklen in einer Woche verwendet. Dabei wird ersichtlich, daß eine signifikante Veränderung erst bei ein- bis zweimaliger Nutzung pro Woche auftritt.

Einfluß der Nutzungshäufigkeit auf den Netzenergieverbrauch eines Elektro-Pkw

Fahrzeug: Pkw untere Mittelklasse, Blei-Batterie
Fahrzyklus: Stadtverkehr

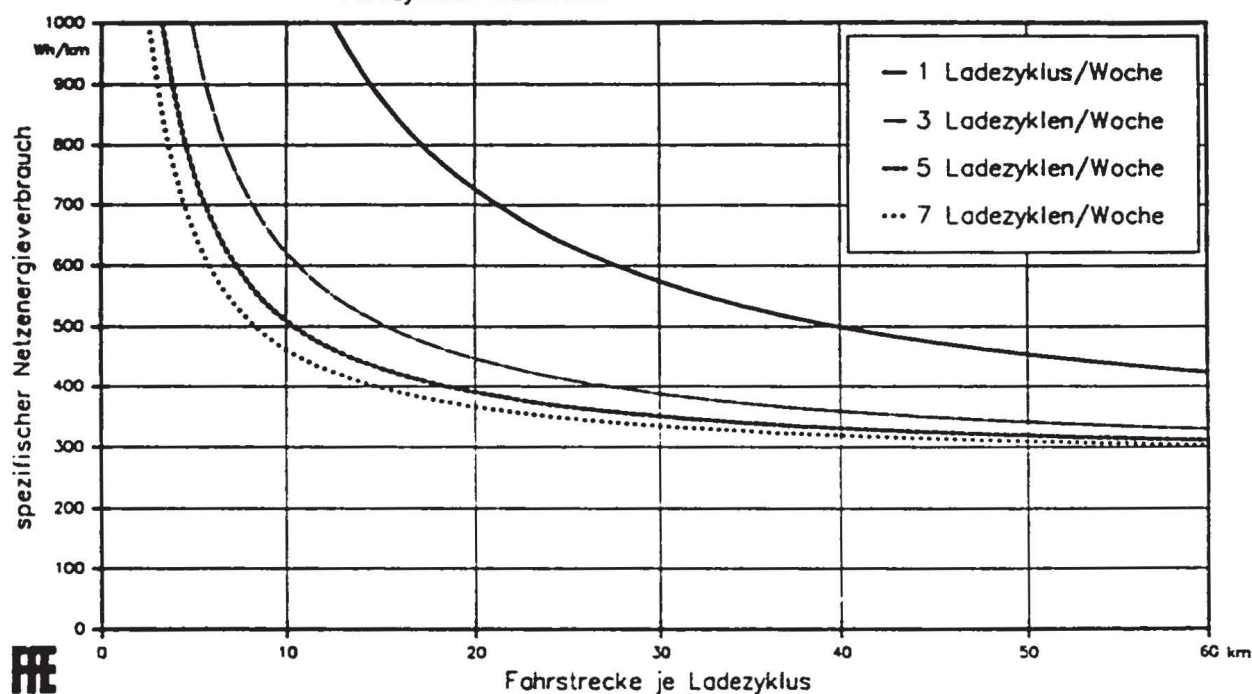


Bild 2-11: Einfluß der Nutzungshäufigkeit auf den Netzenergieverbrauch eines Elektro-Pkw

Fahrzyklus

Der spezifische Netzenergieverbrauch ist abhängig von der Einsatzweise im Straßenverkehr. Viele Beschleunigungsvorgänge oder lange Fahrten mit Höchstgeschwindigkeit führen zu einer Erhöhung der Fahrenergie. Verschiedene Betriebsweisen bewirken zudem auch unterschiedliche Nutzungsgrade der Fahrzeugkomponenten wie z.B. der Batterie und des Motors. Insgesamt beeinflusst der Fahrzyklus dadurch den Wegstreckenfaktor des Traktionsenergiebedarfes. In Bild 2-12 ist am Beispiel eines Elektro-Pkw der unteren Mittelklasse mit Blei-Batterie die Abhängigkeit des spezifischen Netzenergieverbrauchs vom Fahrzyklus dargestellt. Folgende Zyklen sind darin ausgewiesen:

- Stadtzyklus (lebhafter Stadtverkehr in Kernzonen, Durchschnittsgeschwindigkeit zwischen 15 und 20 km/h, ähnlich ECE-Zyklus)
- Vorort/Schnellstraßenfahrt (Stadtverkehr mit längeren Konstantfahrtetappen, Durchschnittsgeschwindigkeit zwischen 30 und 40 km/h, ähnlich FTP 75).

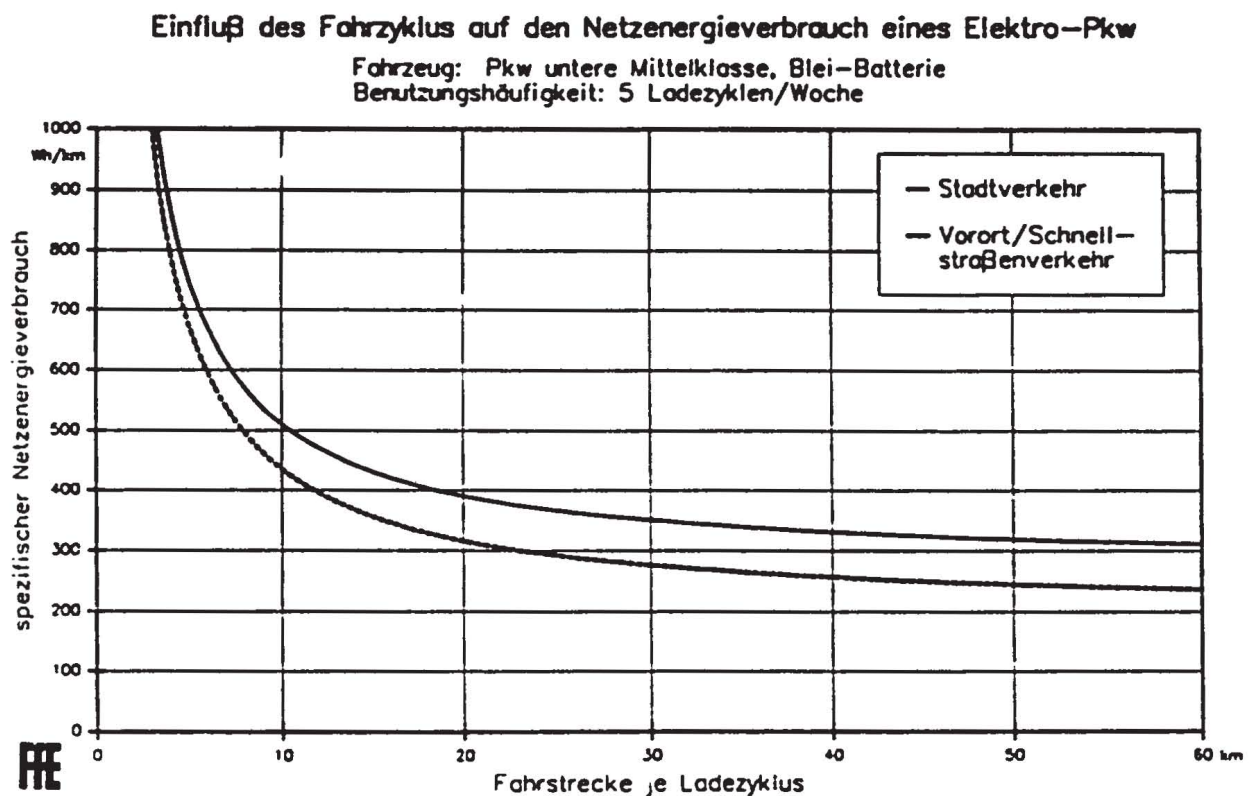


Bild 2-12: Einfluß des Fahrzyklus auf den Netzenergieverbrauch eines Elektro-Pkw

Fahrzeuggröße

Die Größe des Fahrzeugs wirkt sich entsprechend der Fahrwiderstände und der Dimensionierung der Komponenten auf den spezifischen Netzenergieverbrauch aus. Für folgende Fahrzeugklassen wurden für den Stadtverkehr bei fünfmaliger Benutzung pro Woche die Verbrauchswerte ermittelt:

- Klein-Pkw mit Blei-Batterie (z.B. electro microcar)
- Pkw untere Mittelklasse mit Blei-Batterie (z.B. VW GolfCitySTROMer)
- großer Elektro-Transporter mit konventioneller Batterie (z.B. MB 308E)

Beim großen Transportfahrzeug wurde zusätzlich der Einfluß der Zuladung auf den Energieverbrauch berechnet. **Bild 2-13** zeigt, wie sich der spezifische Netzenergieverbrauch für verschiedene Fahrzeugklassen unterscheidet.

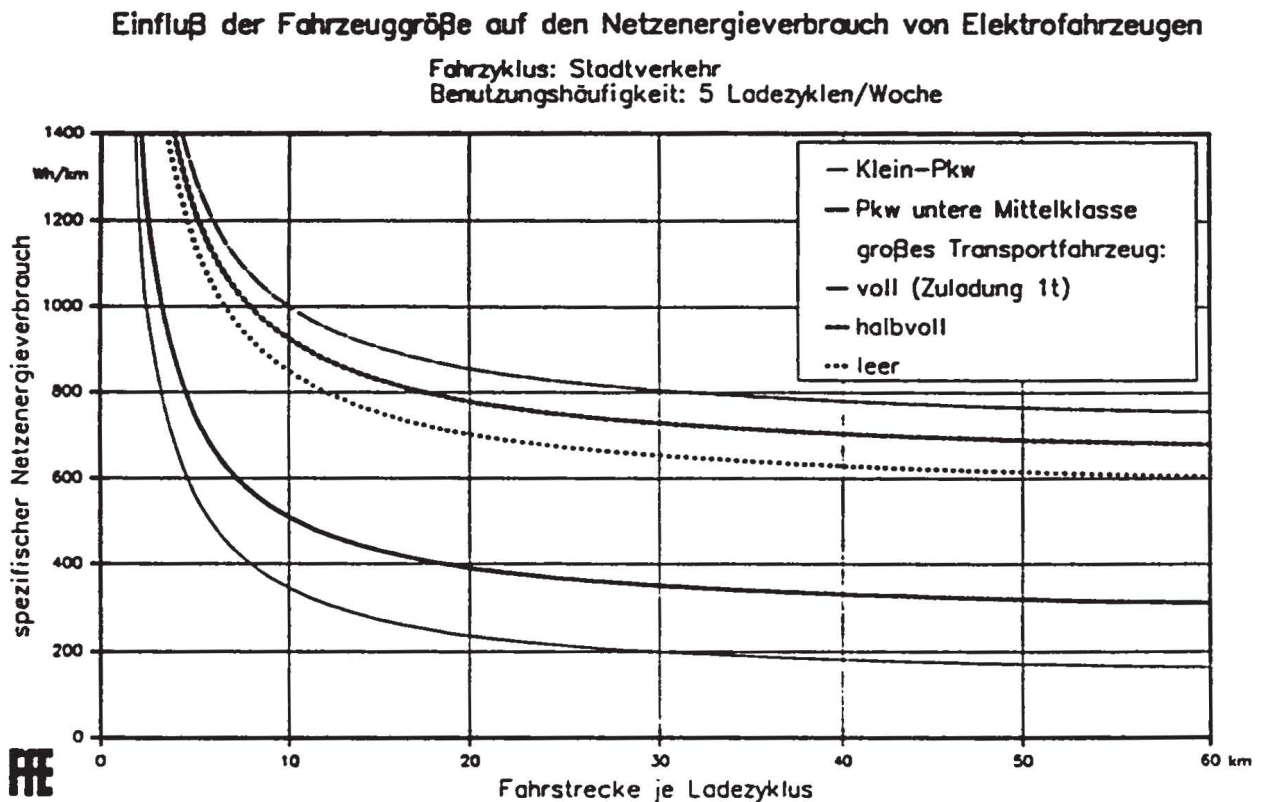


Bild 2-13: Einfluß der Fahrzeuggröße auf den Netzenergieverbrauch von Elektrofahrzeugen

Batterietyp

Der Batterietyp beeinflusst ebenfalls den spezifischen Netzenergieverbrauch von Elektrostraßenfahrzeugen. Am Beispiel der Blei- und der Na/S-Batterie ergeben sich folgende Unterschiede.

Blei-Batterien sind deutlich schwerer und haben einen geringeren Nutzungsgrad als Na/S-Batterien. Deshalb weisen Fahrzeuge mit Blei-Batterien einen höheren Wegstreckenfaktor auf. Die Stillstandverluste von Na/S-Batterien sind durch den höheren Energieaufwand für die Batterieklimatisierung dagegen wesentlich größer.

Bei gleicher Nutzungshäufigkeit ergibt sich dadurch ein Schnittpunkt der Netzenergieverbrauchskurven für Fahrzeuge gleichen Typs mit unterschiedlicher Batterie. Für Fahrstrecken, die unterhalb des Wertes des Schnittpunkts liegen, sind die Verbrauchswerte von Blei-Batteriefahrzeugen niedriger. Elektroautos mit Na/S-Batterie sind dagegen bei langen Fahrstrecken je Ladezyklus geeigneter. Die Lage des Schnittpunktes hängt von der Nutzungshäufigkeit ab. Wie **Bild 2-14** zeigt, liegt dieser bei fünf Ladezyklen pro Woche etwa bei 50 km, während bei einmaliger Benutzung sich die Stillstandverluste der Na/S-Batterie so stark auswirken, daß der Schnittpunkt außerhalb der Reichweite eines Blei-Batteriefahrzeugs liegt.

Einfluß des Batterietyps auf den Netzenergieverbrauch eines Elektro-Pkw

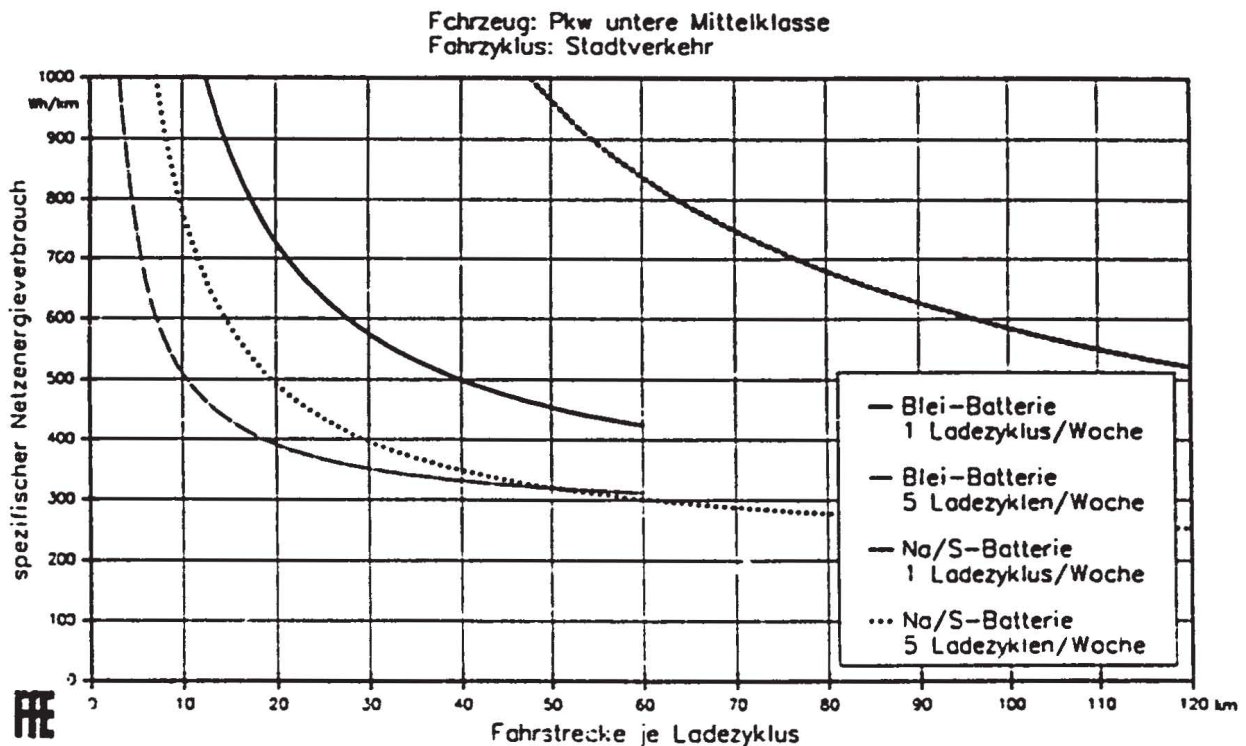


Bild 2-14: Einfluß des Batterietyps auf den Netzenergieverbrauch eines Elektro-Pkw

2.3.3 Möglichkeiten zur Verbrauchsreduzierung

Das Elektroauto befindet sich zwar schon auf einem hohen Entwicklungsstand, doch insbesondere im Hinblick auf den Energieverbrauch sind noch Verbesserungen zu erwarten. Der Hauptansatzpunkt ist dabei zunächst die Ladetechnik, die in den meisten derzeit erhältlichen Fahrzeugen veraltet ist. Wie jüngste Untersuchungen zeigen, kann bei Blei-Batterien durch geeignete Maßnahmen wie z.B. dem Einsatz eines zweiten leistungsärmeren Ladegerätes zur Ladungserhaltung der Energieverbrauch stark reduziert werden /Mauracher, 1992/.

Weiterhin sind auch in der Fahrzeugtechnik noch weitere Einsparpotentiale vorhanden, die bei der Entwicklung eigener Fahrzeugkonzepte nach dem Purpose-Design ausgeschöpft werden könnten. In Bild 2-15 sind für einen Pkw der unteren Mittelklasse mit Blei-Batterie die Verbrauchskurven dargestellt, die sich ergeben, wenn die Ladetechnik mit den heute verfügbaren Möglichkeiten verbessert wird und wenn zusätzlich auch langfristig eine Optimierung der Fahrzeugtechnik erfolgt.

Einfluß technischer Verbesserungen auf den Netzenergieverbrauch eines Elektro-Pkw

Fahrzeug: Pkw untere Mittelklasse, Blei-Batterie
 Fahrzyklus: Stadtverkehr
 Benutzungshäufigkeit: 5 Ladezyklen/Woche

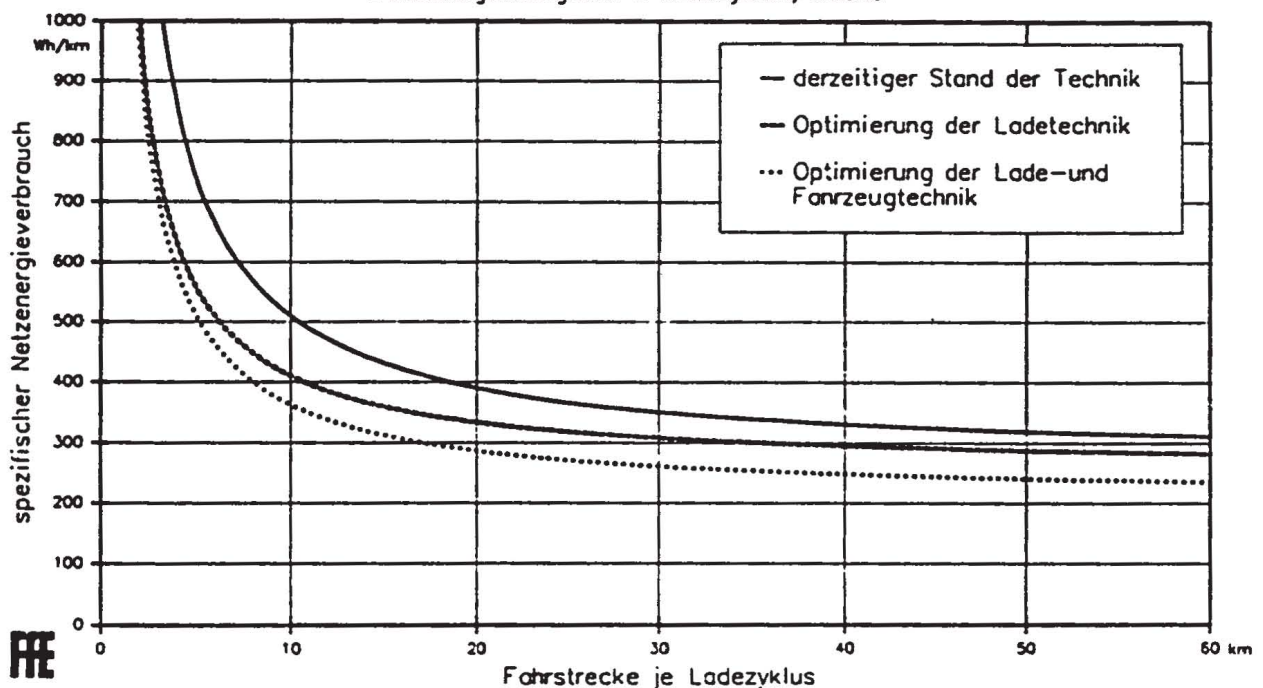


Bild 2-15: Einfluß technischer Verbesserungen auf den Netzenergieverbrauch eines Elektro-Pkw

2.3.4 Energieverbrauch für die Fahrgastzellenheizung

Beim Antrieb eines Elektrofahrzeugs treten im Vergleich zu Verbrennungsmotoren deutlich geringere und räumlich nicht konzentrierte Verluste in Form von Wärme auf, die kaum zu Heizzwecken verwendet werden können.

Elektrofahrzeuge besitzen daher oft serienmäßig oder als Sonderausstattung eine Kraftstoff-Heizung, die im Winter während des Fahrbetriebs für die Entfrostung der Windschutzscheibe und die ausreichende Klimatisierung der Fahrgastzelle sorgt. Derartige Geräte können als Luft- oder Wasserheizgerät ausgeführt sein und können meist wahlweise mit Benzin oder Diesel betrieben werden. In Tabelle 2-8 sind die Verbrauchswerte zweier Kraftstoffheizungen ausgewiesen.

Typ	Betrieb	Leistung	Kraftstoffverbrauch
Luftheizgerät HL 18 Benzin/Diesel	Vollast	1,7 kW	0,18 kg/h
Wasserheizgerät BBW 46/ DBW 46 Benzin/Diesel	Vollast	4,6 kW	0,46 kg/h
	Teillast	2,3 kW	0,23 kg/h

Tabelle 2-8: Kraftstoffverbrauch von Fahrgastzellenheizungen /Webasto, 1992/

Der spezifische Energieverbrauch bezogen auf die Fahrstrecke ist neben den klimatischen Bedingungen abhängig vom Benutzerverhalten, der Regelung und der installierten Heizleistung. Es können als Richtwerte die in Tabelle 2-9 ausgewiesenen Verbrauchswerte im Jahresmittel angesetzt werden.

Fahrzeug	spezifischer Kraftstoffverbrauch für Heizung
Elektro-PkW	0,3 - 0,4 l / 100 km
Elektro-Transporter	0,3 - 0,4 l / 100 km (geschätzt)
Elektro-Omnibus	4 l / 100 km *)

*) Wert dem heutigen Stand der Technik angepaßt

Tabelle 2-9: Spezifischer Kraftstoffverbrauch für die Fahrgastzellenheizung

Literaturverzeichnis zum 2. Kapitel

- /BMW, 1990/** Eine Alternative der Zukunft: BMW E1
Informationsbroschüre der BMW AG, 1990
- /Burkner, 1990/** Burkner, W.: Das energetische Verhalten von Traktionsbatterien
Vortrag VDE/VDI/GFPE-Tagung, Schliersee, 1991
- /etz, 1990/** "Chico" - mehr als ein Stadtfahrzeug
etz Bd.112 (1990) Heft 22
- /FfE, 1992/** Forschungsstelle für Energiewirtschaft:
Einsatzpotentiale für Elektrostraßenfahrzeuge in Bayern
München, 1992
- /GES, 1986/** GES/Rhein Consult GmbH: Abschlußbericht Batterie Elektrobuss
Essen/Düsseldorf, 1986
- /Kiehne, 1991/** Kiehne, H.-A.: Die Entsorgung und Verwertung von Altbatterien
Varta spezial report 4/1991
- /Mauracher, 1992/** Mauracher, P.:
Ermittlung des Energiebedarfs von Elektrofahrzeugen
RWTH Aachen, 1992
- /Regar, u.a.,1990/** Regar, K.-N./Braess, H.-H./Reister, D.: Der neue Elektro-3er von
BMW - Glied einer langen Entwicklungskette
3. Aachener Kolloquium Fahrzeug- und Motorentechnik, 1990
- /SNV, 1989/** Studiengesellschaft für Nahverkehr (SNV): Technologische und
wirtschaftliche Entwicklung der Einsatzmöglichkeiten von Elektro-
fahrzeugen
Bergisch Gladbach, Juni 1989
- /Webasto, 1992/** Webasto Thermosysteme GmbH: Produktinformation
Stockdorf, 1992

3. Auswirkungen eines Elektrofahrzeugeinsatzes auf die Strombereitstellung

Die Nutzung von Elektrofahrzeugen führt zu einer Stromnachfrage, die durch Stromzeugungs- und -verteilungsanlagen gedeckt werden muß. Sollen zukünftig verstärkt Elektrofahrzeuge zum Einsatz kommen, so muß mit diesen Anlagen die benötigte Arbeit und Leistung bereitgestellt werden. In diesem Kapitel werden daher die möglichen Auswirkungen einer Elektrostraßenfahrzeugnutzung auf die öffentliche Stromerzeugung in der Bundesrepublik (alte Bundesländer) untersucht.

Dazu wird zunächst in Kapitel 3.1 am Beispiel des Jahres 1990 abgeschätzt, welche zusätzliche Stromnachfrage heute noch durch die Kraftwerke der öffentlichen Versorgung gedeckt werden kann. Durch den Batteriebetrieb ist bei Straßenelektrofahrzeugen die Stromnutzung von der Stromerzeugung zeitlich entkoppelt, so daß zur Stromversorgung die in den Schwachlastzeiten nicht benötigte Kraftwerksleistung genutzt werden kann. In welchem Umfang heute in den Lasttälern noch ungenutzte Leistung zur Verfügung steht, wird in Kapitel 3.1.3 am Beispiel eines Wintertages des Jahres 1990 abgeschätzt. Anschließend wird anhand der erwarteten Entwicklung der Kraftwerksleistung untersucht, ob diese Leistung auch zukünftig noch zur Verfügung steht.

Unter Zugrundelegung der vorangegangenen Abschätzungen wird schließlich untersucht, welche Auswirkungen unterschiedliche Elektrofahrzeugbestände auf die gesamte Strombereitstellung (vgl. Kapitel 3.2.2) und auf die Stromerzeugungskosten (vgl. Kapitel 3.2.3) haben.

3.1 Ermittlung der freien Leistung für die Nutzung von Elektrofahrzeugen

Durch den Einsatz von Batterien als Stromspeicher kann bei Elektrofahrzeugen die Stromnutzung von der Stromerzeugung zeitlich entkoppelt sein. Das Aufladen der Batterien kann somit in die Tageszeiten verlegt werden, in denen die heutigen Kraftwerkskapazitäten noch nicht voll genutzt werden. Darüber hinaus könnte jedoch auch eine eventuell bestehende freie Leistung während der übrigen Stunden des Tages zur Batterieladung genutzt werden.

Bevor im folgenden eine Abschätzung der für die Nutzung von Elektrofahrzeugen zur Verfügung stehenden freien Leistung der öffentlichen Stromversorgung in der Bundesrepublik

(alte Bundesländer) vorgenommen wird, soll zunächst eine Erläuterung der verwendeten Begriffe gegeben werden.

3.1.1 Begriffsbestimmungen

Der Leistungssaldo eines Elektrizitätsversorgungsunternehmens (EVU) bzw. eines -verbundes läßt sich in Form einer Leistungsbilanz darstellen. In einer solchen Leistungsbilanz wird der gesamte Leistungsbedarf den Deckungsmöglichkeiten eines Versorgungsunternehmens bzw. -verbundes zu einem bestimmten Zeitpunkt gegenübergestellt (vgl. Bild 3-1) /VDEW, 1991/.

Der **Leistungsbedarf der Netzeinspeisung** setzt sich zusammen aus dem Leistungsbedarf der Abgabe, dem Leistungsbedarf der Speicherpumpen sowie der bedarfsseitigen Reserveleistung. Im Leistungsbedarf der Abgabe sind neben dem Leistungsbedarf aus der nutzbaren Abgabe auch die Leistungsverluste im Netz enthalten. Unter der bedarfsseitigen Reserveleistung versteht man die Leistung, die Abweichungen in der Leistungsbilanz zwischen den erwarteten und den dann tatsächlich eintretenden Nachfrageverhältnissen ausgleichen soll. Solche Abweichungen können auf der Bedarfsseite entstehen, wenn der Leistungsbedarf z. B. infolge von Einflüssen der Witterung, der wirtschaftlichen Konjunktur, spezieller bedarfssynchronisierender Ereignisse oder von Änderungen der Verbraucherstruktur abweicht.

Die **gesicherte Leistung zur Deckung des Leistungsbedarfs** setzt sich zusammen aus der um die nicht einsetzbare Leistung, die Lieferleistung und die deckungsseitige Reserveleistung verminderte Nettoengpaßleistung aller Kraftwerke - d. h. der Leistung, die unter Normalbedingungen ausfahrbar ist - und den Bezugsleistungen aus anderen Versorgungsunternehmen. Die Reserveleistung auf der Deckungsseite soll nicht geplante Verminderungen der verfügbaren Kraftwerksleistung - z. B. infolge von Einflüssen der Witterung (fehlendes Laufwasser, Smog-Wetterlagen) -, Ausfälle von Kraftwerken und Bezugsleistung sowie Anlagenrevisionen ausgleichen.

Wird von der Kraftwerks- und Bezugsleistung die Lieferleistung nach außerhalb, die nicht einsetzbare Leistung, die Leistung zur Deckung der Last bei normalen Anforderungen und schließlich die gesamte erforderlichen Reserveleistung abgezogen, so erhält man als noch verbleibende Leistung die **freie Leistung**. Bei idealer Planung wäre die Leistungsbilanz

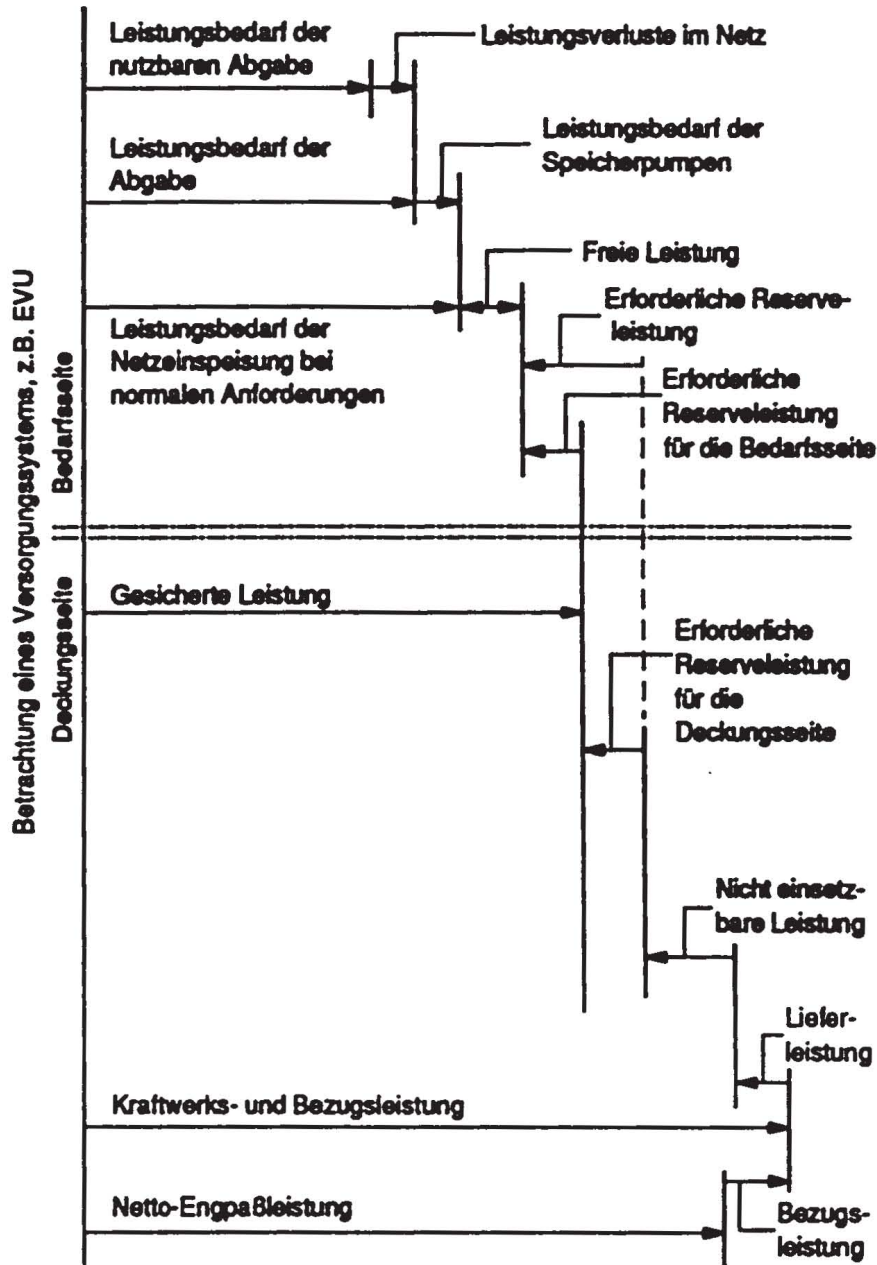


Bild 3-1: Schema zur Erläuterung von Leistungsbegriffen /VDEW, 1991/

ausgeglichen, d. h., es gäbe keine freie Leistung. Dies läßt sich jedoch nur schwer erreichen, da z. B. durch die Inbetriebnahme großer Kraftwerksblöcke zu diskreten Zeitpunkten eine genaue Anpassung an den Leistungsbedarf nicht möglich ist.

3.1.2 Freie Leistung am Tag der Höchstlast

Der Tag und die Stunde der Höchstlast der öffentlichen Stromversorgung in der Bundesrepublik Deutschland (alt) wird jährlich von der Deutschen Verbundgesellschaft (DVG)

ermittelt /DVG, 1991a/. In den von der DVG herausgegebenen Statistiken wird die Leistungsbilanz des Höchstlasttages der Lastprognose der EVU für diesen Tag gegenübergestellt.

Ausgehend von der gesamten Kraftwerks- und Bezugsleistung wird unter Berücksichtigung der tatsächlich in Anspruch genommenen Leistung, der nicht einsetzbaren Leistung und der Reserveleistung die freie Leistung an diesem Tag berechnet.

Tabelle 3-1 zeigt die Leistungsbilanz der öffentlichen Stromversorgung in der Bundesrepublik Deutschland (alt) in den Jahren 1986 bis 1991. In diesem Zeitraum nahm die gesamte Kraftwerks- und Bezugsleistung - abzüglich der Lieferleistung für das Ausland - um 4,3 GW zu, während die tatsächliche Höchstlast um 7,1 GW auf 62,3 GW stieg. Die freie Leistung ging von 8,1 GW im Jahr 1986 auf 3,5 GW im Jahr 1991 zurück. Die freie Leistung steht zum Teil in überalterten Kraftwerken zur Verfügung, die nur im Hinblick auf die bestehende Genehmigungs- und Primärenergiesituation noch nicht abgebaut sind. Sie werden zum Teil bis 1993 aufgrund der Großfeuerungsanlagenverordnung (GFAVO) stillgelegt. Ein weiterer Teil hat als Brennstoffbasis Heizöl und Gas /DVG, 1991a/.

Die gesamte nicht in Anspruch genommene Leistung (d. h. die nicht in Anspruch genommene Reserveleistung auf der Bedarfs- und auf der Deckungsseite und die freie Leistung der öffentlichen Kraftwerke) lag während des gesamten dargestellten Zeitraums zum Zeitpunkt der Höchstlast über 12 GW.

3.1.3 Derzeit in den Schwachlastzeiten nicht in Anspruch genommene Leistung

In der Bundesrepublik Deutschland liegen beim Statistischen Bundesamt für jeden dritten Mittwoch im Monat die von den Statistischen Landesämtern erhobenen Daten zur öffentlichen Stromversorgung vor. Für diese Tage finden sich in den amtlichen Statistiken insbesondere die Stundenwerte der Leistung der öffentlichen Kraftwerke nach eingesetzten Energieträgern, der von der öffentlichen Stromversorgung genutzten Leistung von Industriekraftwerken, der Ein- und Ausfuhr von Strom sowie der gesamten Netzbelastung mit und ohne Speicherpumpstrom. Darüber hinaus werden die Tageswerte der Engpaßleistung und der verfügbaren Leistung erhoben.

Jahr	1986	1987	1988	1989	1990	1991
Höchstlasttag	13.1.	15.1.	19.12.	11.12.	10.12.	16.12. (Werte vorläufig)
gesamte Kraftwerks- und Bezugsleistung	87,2	88,2	90,6	92,3	92,5	92,7
Lieferleistung für Ausland	0,6	0,7	1,8	1,6	1,5	1,8
nicht einsetzbare Leistung	6,9	7,2	7,6	7,0	8,9	7,8
Reserveleistung (Deckungsseite)	12,0	11,8	12,9	13,1	12,9	13,1
nicht in Anspruch genommene Reserveleistung (Deckungsseite)	8,8	6,6	4,3	1,2	6,3	6,1
Reserveleistung (Bedarfsseite)	3,5	3,5	4,6	4,5	4,6	4,7
nicht in Anspruch genommene Reserveleistung (Bedarfsseite)	3,5	1,8	4,6	3,5	3,0	4,2
tatsächliche Höchstlast	55,2	58,4	57,7	59,4	61,6	62,3
freie Leistung	8,1	8,3	5,6	7,7	4,6	3,5
gesamte nicht in Anspruch genommene Leistung	20,4	16,7	14,5	12,4	13,9	13,8

Tabelle 3-1: Leistungsbilanz der öffentlichen Stromversorgung (BRD (alt)) zum Zeitpunkt der Höchstlast (in GW) /DVG, 1991a/

Wie Tabelle 3-2 zeigt, lag im Jahr 1990 die gesamte nicht in Anspruch genommene Leistung nur im November und im September geringfügig unter der des 3. Mittwochs im Dezember. Im Vergleich zum Dezember waren die Lasttäler im September und November weitaus ausgeprägter, d. h., in diesen beiden Monaten stand in den Schwachlastzeiten nicht in Anspruch genommene Leistung in größerem Umfang zur Verfügung als im Dezember. Aus diesem Grund wird anhand der Tagesganglinie des 19. Dezembers 1990 (statistisch relevanter Höchstlasttag) abgeschätzt werden, welche Leistung durch das Auffüllen der Lasttäler und welche freie Leistung in den Nachtstunden derzeit noch zur Verfügung steht und z. B. für eine Nachladung von Elektrofahrzeugen genutzt werden könnte.

Kraftwerke der öffentlichen Versorgung	Erzeugung (netto)	verfügbare Leistung ¹⁾ (netto)	gesamte nicht in Anspruch genommene Leistung
17. Januar	57,2	74,6	17,4
21. Februar	52,1	73,5	21,4
21. März	51,2	70,8	19,6
18. April	51,3	69,4	18,1
16. Mai	49,0	68,5	19,5
20. Juni	48,3	66,1	17,8
18. Juli	44,9	64,2	19,3
15. August	42,3	58,6	16,3
19. September	49,3	64,4	15,1
17. Oktober	50,2	65,6	15,4
14. November	54,2	69,2	15,0
19. Dezember	56,5	71,7	15,2
1) Die verfügbare Leistung kann bei Wärmekraftwerken in der kalten Jahreszeit um einige Prozentpunkte höher ausfallen (vgl. /EW, 1991/)			

Tabelle 3-2: Höchste in Anspruch genommene Kraftwerksleistung sowie die verfügbare Leistung der öffentlichen Kraftwerke an jedem 3. Mittwoch eines Monats im Jahr 1990 (in GW)

Mit 62 324 MW trat die höchste statistisch erfaßte Netzbelastung am 19. Dezember 1990 um 9⁰⁰ Uhr auf (vgl. Bild 3-2). Hiervon wurden 56 457 MW durch die Wasser- und Wärmekraftwerke der öffentlichen Versorgung bereitgestellt. Die restlichen 5 867 MW lieferten die Industriekraftwerke (3 774 MW) und das Ausland (Auslandssaldo: 2 093 MW). Ohne die Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke betrug zu dieser Stunde die Eigenerzeugung der öffentlichen Versorgung 55 525 MW (vgl. Bild 3-3).

Unterstellt man, daß neben den Grundlastkraftwerken alle fossil befeuerten Kraftwerke der Spitzen- und Mittellast die in der Höchstlaststunde erbrachte Leistung auch während der restlichen Stunden des Tages erbringen könnten, so hätten an diesem Wintertag zwischen 0⁰⁰ und 6⁰⁰ Uhr noch wenigstens 6 233 MW und zwischen 22⁰⁰ und 24⁰⁰ noch wenigstens 4 297 MW an Leistung zur Verfügung gestanden. Durch die Nutzung dieser mindestens noch

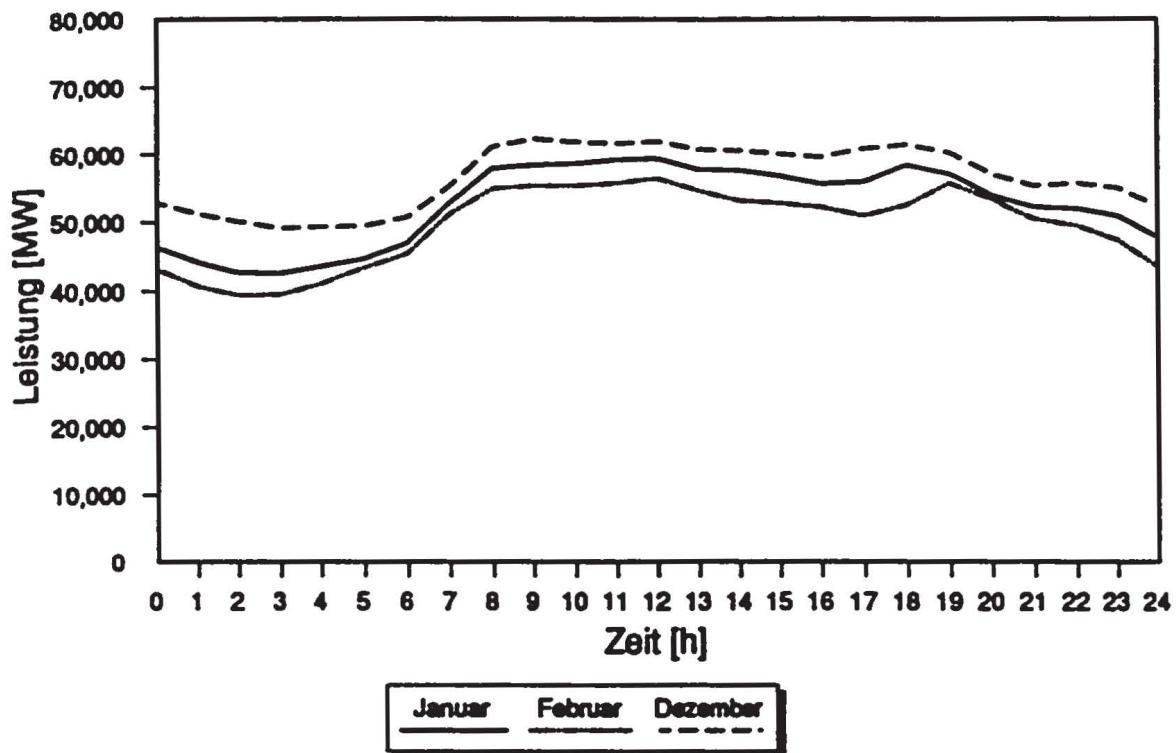


Bild 3-2: Belastung des öffentlichen Netzes an den statistisch erfaßten Tagen in den Wintermonaten im Jahr 1990 (Stundenwerte)

verfügbaren Leistung hätte zwischen 0⁰⁰ und 6⁰⁰ Uhr noch rund 37,4 GWh und zwischen 22⁰⁰ und 24⁰⁰ ca. 8,6 GWh Strom erzeugt werden können.

Wie aus Tabelle 3-1 ersichtlich, war im Jahr 1990 die nicht in Anspruch genommene Leistung am Tag der Jahreshöchstlast (10. Dezember) mit 13,9 GW geringer als am 19. Dezember (statistisch erfaßter Höchstlasttag, 15,2 GW, vgl. Tabelle 3-2), so daß man für den statistisch erfaßten Höchstlasttag zumindest die gleiche freie Leistung auch für die übrigen Stunden unterstellen kann. In diesem Fall hätten am 19. Dezember 1990 zum Zeitpunkt der Höchstlast noch wenigstens 4,6 GW an freier Leistung zur Verfügung gestanden. In den Schwachlastzeiten zwischen 0⁰⁰ und 6⁰⁰ Uhr und zwischen 22⁰⁰ und 24⁰⁰ hätten unter Einbeziehung der freien Leistung noch mehr als 8 GW an Leistung genutzt werden können. Die nicht in Anspruch genommene Leistung stand im wesentlichen in Steinkohle- und Erdgas-kraftwerken bereit (vgl. Bild 3-4).

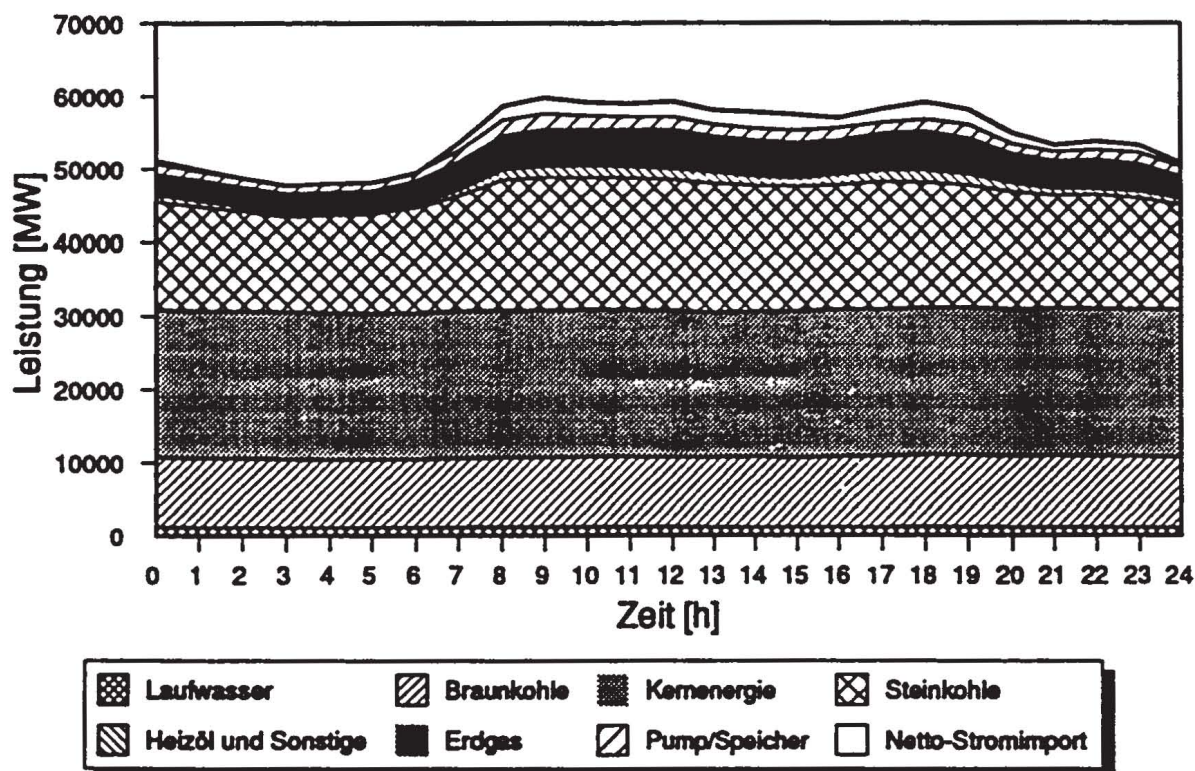


Bild 3-3: Kraftwerkseinsatz und Belastung des öffentlichen Netzes (ohne Einspeisung der Industriekraftwerke) am 19. Dezember 1990

kältere Außentemperaturen zu einer wesentlich höheren Leistungsanforderung führen (1990 hätte bei extrem kalter Witterung am Höchstlasttag die freie Leistung um 4 GW niedriger gelegen /DVG, 1991a/),

aufgrund des tageszeitlichen Verlaufs der Wärmenachfrage (Senkung des Wärmebedarfs in den Nachtstunden) Gegendruck-Heizkraftwerke nicht immer eine konstante elektrische Leistung bereitstellen können.

Ebenso können die Aussagen, die für die Bundesrepublik als ganzes gelten, nicht ohne weiteres auf die einzelnen Energieversorger übertragen werden. Vor allem bei EVU mit einem hohen Anteil an Nachtspeicherheizungen tritt ein hoher Leistungsbedarf auch während der Nachtstunden auf /Schnell, 1987/.

Bild 3-5 zeigt die Stundenwerte der Belastung des öffentlichen Netzes, vermindert um die Einspeisung der Kraftwerke der Industrie am statistisch erfaßten Höchstlasttag in den Jahren 1987, 1988, 1989 und 1990. Der Rückgang der Netzbelastung in den Nachtstunden (0⁰⁰ Uhr) schwankte in diesen Jahren konjunktur- und witterungsbedingt zwischen 85 % und 70 % der Tageshöchstlast. Von den betrachteten Jahren war in 1987 die Nachtlast (0⁰⁰ Uhr) relativ zur

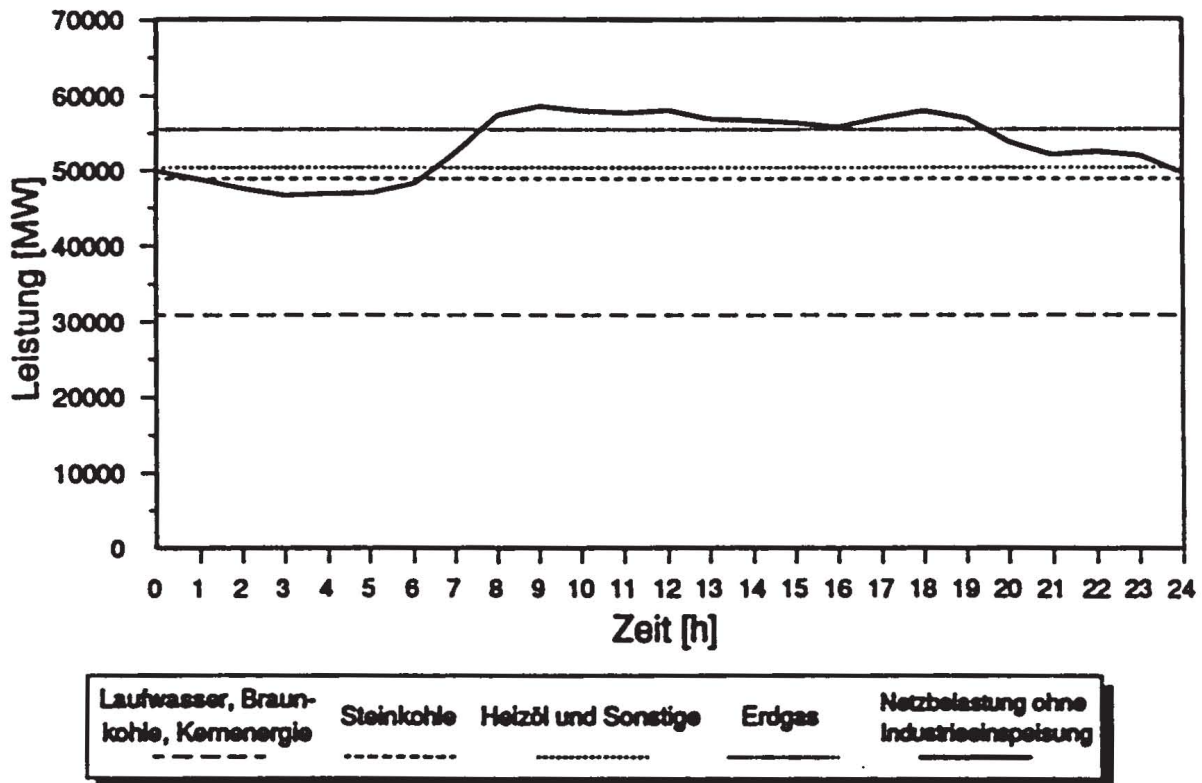


Bild 3-4: Möglicher Kraftwerkseinsatz zur zusätzlichen Leistungsbereitstellung in den Schwachlastzeiten am 19. Dezember 1990

Höchstlast am höchsten. Sie entsprach mit 50 GW in etwa der des Jahres 1990.

3.1.4 Zukünftige Entwicklung der freien Leistung

Die DVG stellt regelmäßig eine Leistungs- und Arbeitsvorschau der 8 Mitgliedsunternehmen in den alten Bundesländern zusammen /DVG, 1991b/. 1991 wurde die Vorschau auf die neuen Bundesländer erweitert. Aus dem bestehenden Kraftwerkspark, den Ab- und Zubauten, der Entwicklung der Bezugs- und Lieferleistungen der Industrie und des Auslands und der Entwicklung der Höchstlast ergibt sich die zukünftig zur Verfügung stehende freie Leistung.

Tabelle 3-3 zeigt die Leistungsvorschau der öffentlichen Stromversorgung in den alten Bundesländern. Die Angaben entsprechen dem Stand vom April 1991, eine Fortschreibung der Daten wird Mitte 1992 vorliegen.

Für die künftige Entwicklung gehen die DVG-Mitgliedsunternehmen wie bisher davon aus, daß die öffentliche Versorgung im bisherigen Bundesgebiet auch den im Bereich der Industrie und der Deutschen Bundesbahn zuwachsenden Bedarf an Elektrizität decken wird /DVG,

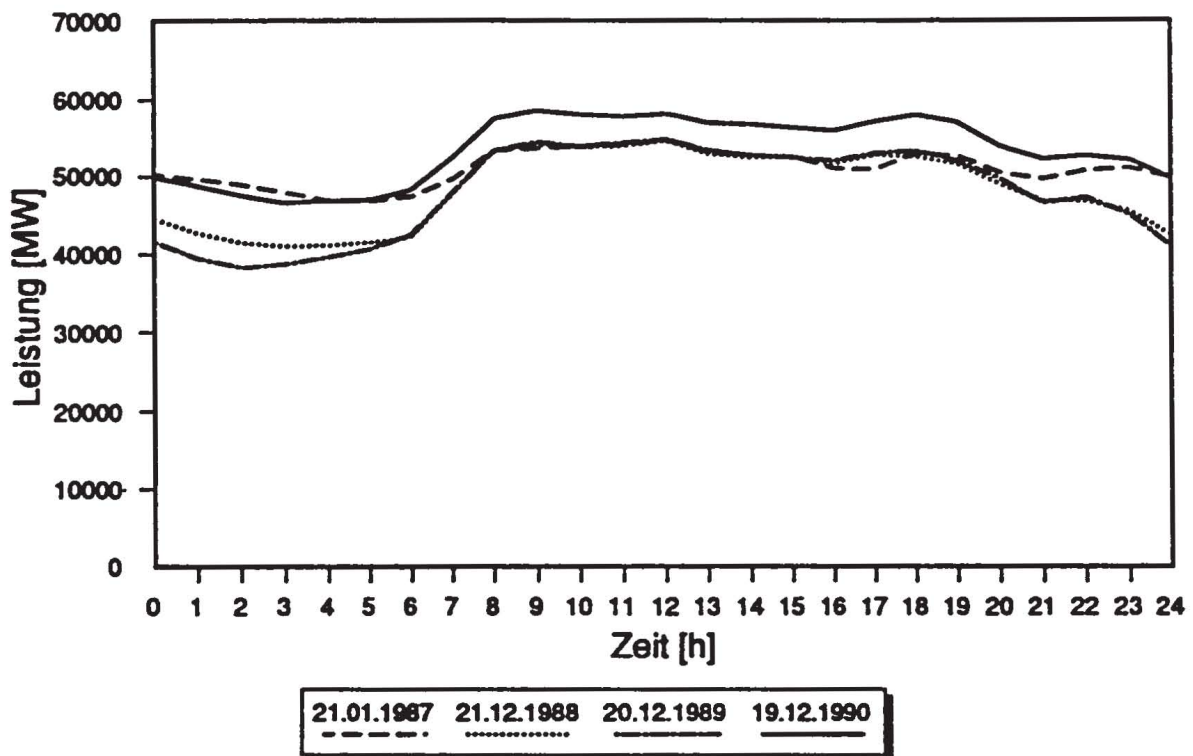


Bild 3-5: Belastung des öffentlichen Netzes ohne Industrie einspeisung am statistisch erfaßten Höchstlasttag in den Jahren 1987, 1988, 1989 und 1990

1991b/. Da auch mittelfristig in den alten Bundesländern ein überdurchschnittlich hohes gesamtwirtschaftliches Wachstum erwartet wird, gehen die DVG-Mitgliedsunternehmen für den Vorschauzeitraum weiterhin von leicht höheren durchschnittlichen jährlichen Zuwachsraten der Winterhöchstlast aus. So wird die Winterhöchstlast von 61,0 GW¹ (1990/91) auf 67,8 GW¹ (2000/2001) ansteigen. Dies entspricht einem jährlichen Zuwachs von 1,1 %/a, sie weist regional jedoch eine Schwankungsbreite zwischen 0,1 und 2,1 %/a auf. Die zur Deckung der Winterhöchstlast erforderliche Kraftwerks- und Bezugsleistung steigt in den Jahren 1990 bis 2000 um 5,3 GW auf 93,0 GW. Dabei wird nach heutiger Einschätzung weiterhin Grundleistung, die aus wirtschaftlichen Gründen erforderlich ist, fehlen /DVG, 1991b/. Tabelle 3-3 zeigt, daß sich die gesamte Kraftwerks- und Bezugsleistung im Vorschauzeitraum geringfügig um 0,1 GW auf 92,6 GW verringert. Der Abgang von 3,9 GW geht dabei überwiegend auf die geplanten Stilllegungen von Altanlagen in den Jahren 1992/93 zurück, deren Restnutzungsdauer abläuft bzw. deren Nachrüstung mit Umweltschutzeinrichtungen - gemäß der Großfeuerungsanlagenverordnung - nicht mehr wirtschaftlich wäre. Der Zugang von 3,8 GW erfolgt überwiegend auf der Basis von Steinkohle (2,4 GW) als Ersatz für still-

¹ witterungs- und konjunktur bereinigte Werte

	1990 ^D	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Winterhöchstlast (bereinigte Werte)	60975	62559	63266	63989	64597	65273	65903	66540	67229	67829
erforderliche Kraftwerks- und Bezugsleistung	87733	88462	88141	88452	89358	90492	90889	91504	92304	93063
Gesamte Kraftwerks- und Bezugsleistung	92697	92159	91032	90976	91243	91530	92244	92615	92634	92605
Gesamte Kraftwerks- und Bezugsleistung für das Inland	91232	90628	89501	89445	89313	89299	90020	90391	90410	90281
davon Grundleistung	36147	35993	35373	35297	35502	35481	35498	35503	35518	35623
davon Spitzenleistung	9332	9244	9236	9236	8892	8896	8901	8966	8971	8876
nicht einsetzbare Leistung	7585	6497	5619	5151	5158	5152	4811	4736	4756	4761
Reserveleistung	17708	17875	17725	17781	17672	17836	17951	18004	18095	18149
davon Bedarfsseite	4700	4800	4800	4900	4900	4900	56000	5000	5100	5100
davon Deckungsseite	13008	13075	12925	12881	12772	12936	12951	13004	12995	13049
Freie Leistung/ Leistungsaldo	4964	3697	2891	2524	1885	1038	1355	1111	330	-458
1) witterungs- und konjunkturbereinigte Werte										

Tabelle 3-3: Langfristige Vorschau für die öffentliche Stromversorgung in der BRD (alt) 1990 - 2000 (in MW) /DVG, 1991/

gelegte Altanlagen.

Die erforderliche Reserveleistung wird weiterhin mit rund 18 GW im gesamten Projektionszeitraum auf dem Niveau von 1990 gehalten werden können.

Die im Jahr 1990 noch vorhandene freie Leistung von 5,0 GW wird bis zum Ende des Betrachtungszeitraums durch den Bedarfszuwachs abgebaut. Es wird sich sogar ein geringes Leistungsdefizit von 0,4 GW einstellen. Zwar weist die Leistungsbilanz der öffentlichen Stromversorgung im bisherigen Bundesgebiet auch noch für das Jahr 1995 eine freie Leistung von 1,9 GW aus, bei einigen Verbundunternehmen treten jedoch bereits zu diesem Zeitpunkt Leistungsdefizite auf.

Hinsichtlich der Beurteilung der Entwicklung der freien Leistung sind auf folgende Sachverhalte und Risiken hinzuweisen /DVG, 1991b/:

- Die Zuwachsraten der Winterhöchstlast betragen in den letzten beiden Jahren zwischen 2 und 3 %/a und lagen damit über dem Mittelwert der Vorschau von 1,1 %/a.
- Die politischen Diskussionen über den langfristigen Weiterbetrieb der Kernkraftwerke sind noch nicht beendet.
- Insgesamt basieren 22 % der gesamten Kraftwerks- und Bezugsleistung auf den Primärenergieträgern Öl und Gas. Diese Leistung diente in der Vergangenheit überwiegend zur Vorhaltung der erforderlichen Reserveleistung. Neuerdings kommt diese Leistung auch zur Lastdeckung zum Einsatz.
- Aus betriebswirtschaftlichen Gründen sollte die freie Leistung so gering wie möglich sein.

3.1.5 Entwicklung der in den Schwachlastzeiten zur Verfügung stehenden Kraftwerksleistung bis zum Jahr 2010

Die zukünftige Entwicklung der Stromnachfrage und der Elektrizitätsversorgung wurde von /Prognos, 1991/ im Rahmen eines Gutachtens zur energiewirtschaftlichen Entwicklung der Bundesrepublik Deutschland bis zum Jahr 2010 untersucht.

Während die Leistungs- und Arbeitsvorschau der DVG die auf einzelunternehmerischen Zielsetzungen basierenden langfristigen Planungen der Energieversorger wiedergibt, liegt dem Energieszenario von /Prognos, 1991/ ein volkswirtschaftlicher Ansatz unter Berücksichtigung der Entwicklung der demographischen und ökonomischen Rahmendaten in der gesamten Bundesrepublik zugrunde. Hierbei handelt es sich um eine Status-quo Prognose, bei der jedoch die sich durch die Veränderung der Stromnachfrage ergebenden Auswirkungen auf den notwendigen Zubau von Kraftwerkskapazität berücksichtigt wird.

Hinsichtlich der Verstetigung der Stromnachfrage zeigen sich nach /Prognos, 1991/ für die weitere Zukunft gegenläufige Entwicklungen:

- Zwar geht der Anteil der grundlastorientierten Grundstoff- und Produktionsgüterindustrien an der industriellen Stromnachfrage im Vergleich zu den eher im Mittellastbereich arbeitenden Investitions- und Verbrauchsgüterindustrien zurück. Die Anteilsver-

luste sind jedoch aufgrund der Annahme des verlangsamten Strukturwandels geringer als in den 80iger Jahren. Von dieser Seite sind daher keine Auslastungsrückgänge der Kraftwerkskapazitäten zu erwarten.

- Die Nachfrage des Kleinverbrauchs, die der Mittellast zuzuordnen ist, steigt dagegen. Allerdings kann der noch in gewissem Umfang erwartete Ausbau der Elektrospeicherheizung tendenziell einen Ausgleich herbeiführen.
- Auch die langfristig zunehmende Orientierung der Stromtarife am Lastgang wird ausgleichende Wirkung haben.

Insgesamt geht /Prognos, 1991/ für den gesamten Betrachtungszeitraum von einem stabilen Niveau der Kapazitätsauslastung auf der Grundlage des Jahres 1989 aus. Allerdings ist hierbei in der Bundesrepublik Deutschland (alt) für das Jahr 2010 bereits ein Elektro-Pkw-Bestand von 300 000 Fahrzeugen mit einem Gesamtstromverbrauch von 1,8 PJ/a unterstellt.

Hinsichtlich der Entwicklung der netzseitigen Höchstlast (bezogen auf den statistisch relevanten 3. Mittwoch im Monat), die in /Prognos, 1991/ aus den netzseitigen Stromverbräuchen und der prognostizierten Ausnutzungsdauer ermittelt werden, ergibt sich eine Steigerung von 1989 bis zum Jahr 2000 um 10 GW auf 68 434 GW und bis zum Jahr 2010 um 15,8 GW auf 74 343 MW (vgl. Tabelle 3-4). Zur sicheren Versorgung müssen zusätzlich zur berechneten Höchstlast Leistungsreserven vorgehalten werden. Hierzu wird in /Prognos, 1991/ ein Gesamtaufschlagsfaktor auf die erzeugerseitige Höchstlast von 30 % zugrunde gelegt. Dieser Wert liegt für das Jahr 2010 erzeugungsseitig etwas höher (netzseitiger Faktor: 1,36). Diese im Vergleich zu heute niedrigen Aufschläge werden u. a. mit der langfristig zu erwartenden und von der EG-Kommission geforderten zunehmenden Integration der bislang fast rein nationalen Märkte begründet. Die installierte Leistung (netto) der öffentlichen Versorgung liegt im Jahr 2000 um 865 MW und im Jahr 2010 um 1 598 MW über dem Wert im Jahr 1989. Demgegenüber wird sich die im Ausland gesicherte Leistung (netto) um über 6 000 MW auf 10 613 MW erhöhen.

Aus der Konstanz der Kraftwerksauslastung - als Maß der jahreszeitlichen und tageszeitlichen Schwankungen - und aus der Zunahme der Höchstlast ergibt sich, daß im Jahr 2010 die Differenz zwischen der Tageshöchstlast und dem Leistungsbedarf in der Schwachlastzeit zwischen 22⁰⁰ und 6⁰⁰ Uhr größer ist als im Jahr 1990.

	1989	2000	2005	2010
Nettoengpaßleistung der öffentlichen Versorgung	84566	85431	85880	86164
im Ausland gesicherte Leistung (netto)	4000	5547	8135	10613
Übergabeleistung der Industrie (netto)	4140	4140	4140	4140
Statistisch relevante Höchstlast Netz (Kraftwerks- und Bezugsleistung)	58564	68434	71505	74343

Tabelle 3-4: Netzbelastung und Kraftwerksleistung in den alten Bundesländern bis zum Jahr 2010 /Prognos, 1991/

Unterstellt man wiederum, daß die Eigenerzeugungsleistung der öffentlichen Kraftwerke zum Zeitpunkt der Höchstlast während des ganzen Tages zur Verfügung steht, so fällt die dadurch in den Schwachlastzeiten zusätzlich nutzbare Leistung deutlich höher aus als im Jahr 1990 (vgl. Kapitel 3.1.3). Nach den vorliegenden Abschätzungen dürfte diese Leistung in dieser Status-quo-Fortschreibung in der Zeit zwischen 0⁰⁰ und 6⁰⁰ Uhr bei mindestens 7 GW liegen.

Die künftige Aufteilung des Kraftwerksparks nach Energieträgern gestaltet sich prinzipiell innerhalb eines Rahmens unterschiedlicher, nicht immer miteinander zu vereinbarenden Kriterien und Forderungen. Die Entwicklung des Kraftwerksparks im Prognos-Szenario, dem einerseits das Festhalten am Grundprinzip der Versorgungssicherheit und der risikominimierenden breiten Durchmischung des Kraftwerksparks, andererseits bestimmte Annahmen zu den Energiepreisen und den politisch-ökonomischen Rahmenbedingungen zugrundeliegen, ist in Tabelle 3-5 dargestellt. Demnach wird sich die Kapazität an Wasserkraftwerken - hauptsächlich durch die Modernisierung alter Anlagen und die Wiederinbetriebnahme stillgelegter Anlagen - gegenüber 1989 netto um rd. 900 MW bis 2010 erhöhen. Im Kernkraftwerksbereich wird von keinem Nettozubau der Kapazitäten ausgegangen, die bis zum Jahr 2010 nach Ablauf der Betriebszeit stillgelegten rd. 7 000 MW werden jedoch großteils ersetzt.

Unter dem Aspekt der Versorgungssicherheit und der risikominimierenden Durchmischung des Kraftwerksparks wird von einem stabilen Beitrag der Steinkohle (deutsche Steinkohle und

Importkohle) ausgegangen. Konkret bedeutet dies - auch zum Ausgleich der stillgelegten Kernkraftwerke - einen Nettozubau um rund 2 940 MW bis zum Jahr 2010. Bei den Braunkohlekraftwerken ergeben sich außer einigen geringfügigen Anpassungen keine nennenswerten Verschiebungen. Bei den Ölkraftwerken wird in den nächsten 20 Jahren von einem weiteren Rückgang der Kapazitäten ausgegangen, bei den Gaskraftwerken wird - wegen des hohen Wirkungsgrades und dem günstigen Emissionsverhalten - von einem leistungsbezogenen Nettoausbau von rd. 16 000 MW auf 18 000 MW ausgegangen.

	1990		2000		2010	
	MW	TWh	MW	TWh	MW	TWh
Wasser	6880	18,4	7743	24,8	7793	25,0
Kernkraft	23655	147,2	21908	148,3	21908	149,4
Steinkohle	34130	153,4	35994	166,6	37067	171,4
Braunkohle	12315	82,0	12286	83,2	12286	84,8
Erdgas	16015	34,4	16830	61,8	18059	71,0
Heizöl	9500	8,0	8378	7,8	5780	5,4
Andere Brennstoffe	1200	7,5	1689	8,7	2143	10,2
Windenergie			600	1,0	1500	2,7
Photovoltaik			12	(0,012)	27	(0,027)
Summe	103695	450,9	105440	502,2	106563	519,9
Nettostrombezug		- 1,0		5,2		27,6

Tabelle 3-5: Kraftwerksleistung (in MW) und Bruttostromerzeugung (in TWh) /Prognos, 1991/

Während der Beitrag der Photovoltaik auch im Jahr 2010 nur durch die Leistung in Pilotanlagen geprägt wird, ist bei der Windkraft durch die Impulse gebenden Förderprogramme mit einer beachtlichen Ausweitung der Leistung auf rd. 1 500 MW zu rechnen.

Auch in Zukunft ist nach /Prognos, 1991/ nicht mit einer Vergleichmäßigung der Stromnachfrage zu rechnen. Demnach wird auch im Jahr 2010 in den Schwachlastzeiten noch

ungenutzte Leistung von mehreren GW zur Verfügung stehen, die zur Stromversorgung von Elektrofahrzeugen genutzt werden könnte.

Aus betriebswirtschaftlichen Gründen sind die EVU gehalten, ihren Kraftwerkspark und die Bezugsverträge möglichst genau an den Leistungsbedarf anzupassen. Daher ist zu erwarten, daß zukünftig nur in geringem Umfang freie Leistung zur Verfügung stehen wird. Die für eine Nachladung von Elektrofahrzeugen während der Spitzenlastzeiten benötigte Leistung müßte zugebaut werden bzw. bei der Zubauplanung mitberücksichtigt werden.

3.2 Auswirkungen einer Elektrofahrzeugnutzung auf die Stromnachfrage und den Kraftwerkspark

Unter Zugrundelegung der vorangegangenen Abschätzungen wird nachfolgend untersucht, welche Auswirkungen unterschiedliche Elektrofahrzeugbestände auf die gesamte Strombereitstellung (vgl. Kapitel 3.2.2) und auf die Stromerzeugungskosten (vgl. Kapitel 3.2.3) haben.

3.2.1 Ladeleistungs- und Arbeitsbedarf von verschiedenen Elektrofahrzeugbeständen

Der gesamte Ladeleistungs- und Arbeitsbedarf einer Elektrofahrzeugflotte wird bestimmt durch die Anzahl der Fahrzeuge, die Zusammensetzung des Fahrzeugbestands und die Nutzung der Fahrzeuge. Die im folgenden betrachteten Szenarien wurden von der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), München, entwickelt. In diesen Szenarien kommen neben den Elektro-Pkws auch elektrisch betriebene Nutzfahrzeuge und Busse zum Einsatz (vgl. Tabelle 3-6). Die Pkw-Flotte setzt sich zusammen aus Fahrzeugen unterschiedlicher Klassen (obere Mittelklasse, Mittelklasse, Kleinfahrzeuge), Antriebe (reiner Elektroantrieb, Hybridantrieb) und Energiespeicher (Bleibatterie, Hochenergiebatterie). Je nach Nutzungsform (privat, gewerblich) werden charakteristische Jahresfahrleistungen und spezifische Energieverbräuche angesetzt. Der aus diesen Angaben ermittelte Strombedarf enthält keine Aufwendungen für die Beheizung der Fahrzeuge.

Anzahl der Fahrzeuge davon:	100 000	500 000	1 000 000	2 000 000
Pkw	98 725	493 625	987 200	1 974 400
Nutzfahrzeuge	1 160	5 800	11 650	23 300
Busse	115	575	1 150	2300

Tabelle 3-6: Zusammensetzung der Fahrzeugflotte für verschiedene Fahrzeugbestände

Das Aufladen der Batterie, das im allgemeinen mehrere Stunden erfordert, wird während längerer Standzeiten der Elektrofahrzeuge, vorzugsweise nachts zum Schwachlasttarif über ein Ladegerät am öffentlichen Netz vorgenommen. Das Ladegerät kann im Fahrzeug fest einge-

baut oder aber auch, aus Kosten- und Platzgründen, ortsfest sein. Um den Aktionsradius zu vergrößern, kann bei Bedarf während der Fahrpausen eine Nachladung erfolgen.

Von nahezu allen Stromversorgern in der BRD wird in der Nacht über einen Zeitraum von 6 bis 8 Stunden der Strombezug zu deutlich geringeren Bezugspreisen als am Tage angeboten (Schwachlast-Tarif). Erfolgt die Aufladung der Fahrzeugbatterie innerhalb dieses Zeitraums, so kann mit den heute verfügbaren Ladegeräten und Ladeleistungen zwischen 2 und 3 kW (einphasiger Anschluß) je nach Fahrzeug eine Reichweite von 50 bis 90 km bei Bleibatterien erzielt werden. Der weitaus größte Teil der täglichen Fahrleistungen von PKW liegt innerhalb dieses Bereichs. Man kann davon ausgehen, daß für Elektrofahrzeuge größere Reichweiten nur in Einzelfällen, z. B. im gewerblichen Bereich, erforderlich sind.

Die Hauptauffladezeit der Fahrzeugbatterien wird, entsprechend der Schwachlastzeiten mit verbilligtem Nachtstromtarif, zwischen 22⁰⁰ und 6⁰⁰ Uhr liegen. Den Berechnungen zur Leistungsermittlung wird die Möglichkeit einer gleichzeitigen Aufladung aller Fahrzeuge zugrundegelegt; die Zuschaltung zum Netz erfolgt jedoch nicht generell um 22⁰⁰ Uhr, da einerseits die Freigabe der Schwachlastzeit nicht bei allen EVU gleichzeitig erfolgt (Rundsteuerung²) und andererseits für ein Teil der Elektrostraßenfahrzeuge wegen geringer Fahrweiten kein Vollzyklus erforderlich ist. Für solche Fahrzeugbatterien ist es zur Verringerung der Erhaltungsladeverluste energetisch sinnvoller, den Zeitpunkt des Ladebeginns mit Hilfe einer Schaltuhr später vorzunehmen. Dabei ist nicht auszuschließen, daß eine gewisse Anzahl von Fahrzeugbatterien zwar aufgeladen, das Fahrzeug am folgenden Tag aber nicht benutzt wird.

Aus dem typischen Einsatzprofil und den daraus resultierenden möglichen Ladezeiten sowie verschiedenen Ansätzen über die Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge bei der Elektro-Pkw-Flotte wurde der Gesamt-Lastgang für die Ladung der Elektrofahrzeuge ermittelt. Daraus

² Rundsteueranlagen können auch für die Aufladung von Elektrofahrzeugen eingesetzt werden. Denkbar sind hier zwei Varianten, nämlich die Tarifumschaltung am Zähler für alle dem Zähler zugeordneten Verbraucher oder, ähnlich wie bei Elektrospeicherheizgeräten, die Freigabe nur der Ladesteckdose mit Niedertarif durch das Rundsteuersignal. Während bei der Tarifumschaltung keinerlei technische Probleme entstehen, sollte die zweite Möglichkeit auf ihre Tauglichkeit bei Elektrostraßenfahrzeugen untersucht werden.

ergaben sich Zwischenladeanteile am Tag von rund 15 %, die für Pkw 12 %, für Nutzfahrzeuge 25 % und für Busse 80 % betragen.

Unter den vorgenannten Aspekten wurden die in Bild 3-6 dargestellten Lastgänge für die einzelnen Szenarien ermittelt, deren Verlauf der Ladeleistung für alle Szenarien sehr ähnlich ist; nach einem raschen Anstieg der Leistung ab 22⁰⁰ Uhr erfolgt ab 23⁰⁰ Uhr eine Abflachung. Zwischen 0⁰⁰ und 1⁰⁰ Uhr ist die höchste Leistung erreicht, die bis ca. 4⁰⁰ Uhr nahezu konstant bleibt und bis gegen 6⁰⁰ Uhr wieder stark zurückgeht. Der relativ rasche Leistungsabfall ab 5⁰⁰ Uhr ist darauf zurückzuführen, daß bei einem Ladegrad der Batterien von über 80 % aufgrund deren Ladecharakteristik die Ladeleistung stark abfällt.

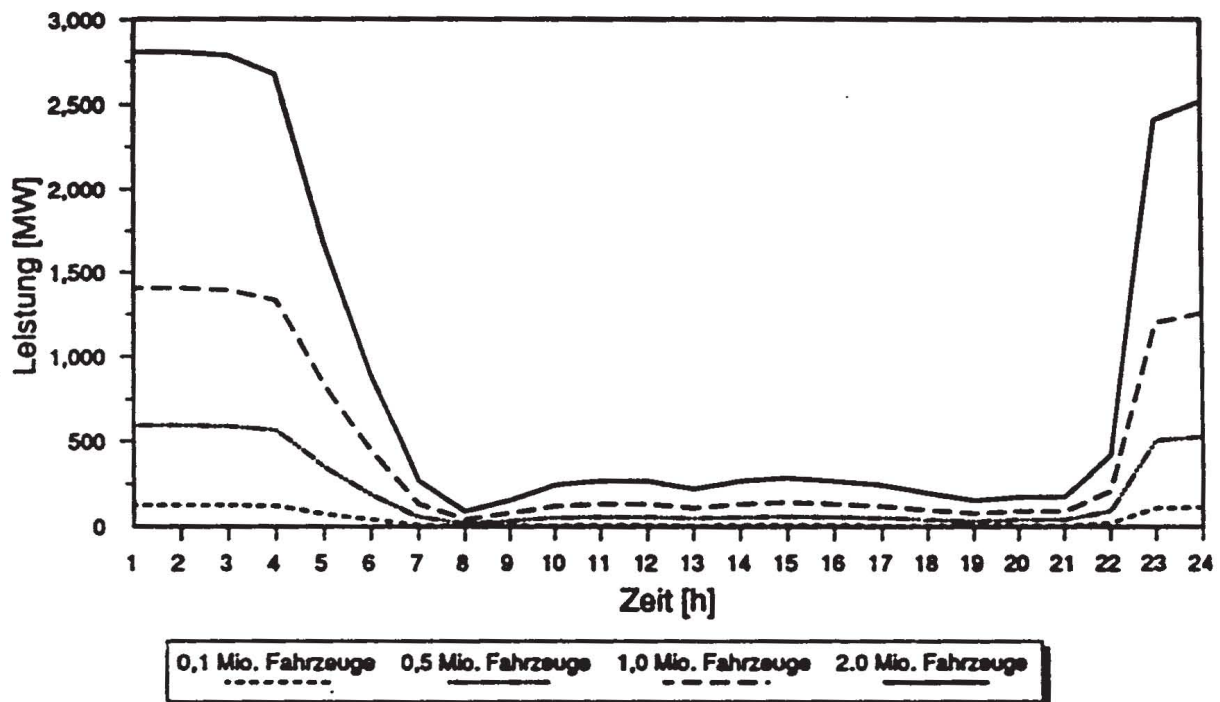


Bild 3-6: Ladeleistung bei verschiedenen Fahrzeugbeständen an Wochentagen

Für das Wochenende wurde ein geringerer Strombedarf der Elektrofahrzeuge, jedoch die gleiche Ladecharakteristik unterstellt (vgl. Bild 3-7). Die Lastganglinie für den Bestand von 2 Mio. Fahrzeugen wurde ohne Änderung der Zusammensetzung des Fahrzeugbestands aus dem Bestand mit 1. Mio. Fahrzeugen errechnet. Ein Bestand von 2 Mio. Fahrzeugen wird von /Sporckmann, 1992/ für die Abschätzung der Stromversorgung von Elektrofahrzeugen in den alten Bundesländern unterstellt. Dies entspricht rund 5 % des für das Jahr 2010 von /Shell,

1991/ prognostizierten Pkw-Bestandes. Der in /Prognos, 1991/ unterstellte Bestand von Elektro-Pkws von 300 000 Fahrzeugen entspricht einem Anteil von weniger als einem Prozent des dabei unterstellten Gesamtbestands.

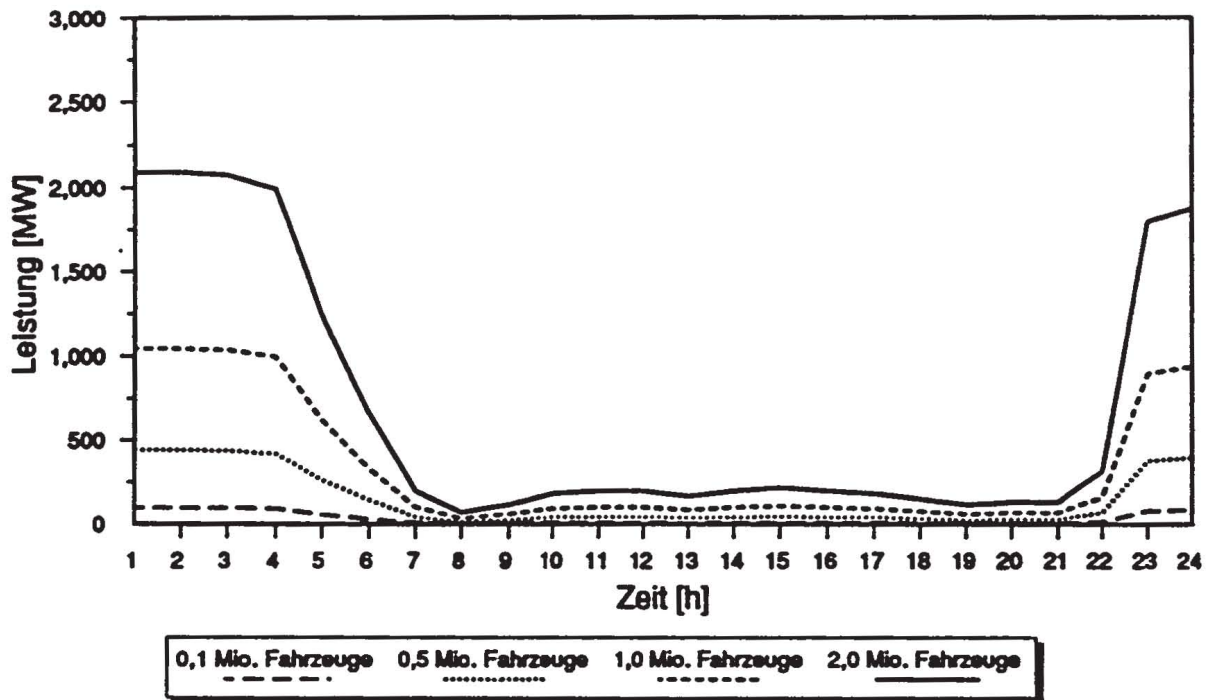


Bild 3-7: Ladeleistung bei verschiedenen Fahrzeugbeständen an Samstagen und Sonntagen

3.2.2 Auswirkungen verschiedener Elektrofahrzeugbestände auf den gesamten Leistungsbedarf

Die Auswirkung des Leistungsbedarfs der in Kapitel 3.2.1 beschriebenen Elektrofahrzeugbestände auf die gesamte Strombereitstellung wird nun am Beispiel eines Wintertages des Jahres 1990 diskutiert.

Bild 3-8 zeigt die Netzbelastung am Tag der statistisch relevanten Höchstlast im Jahr 1990 mit und ohne Strombedarf von Elektrofahrzeugen. Durch die Nutzung von Elektrofahrzeugen hätte sich an diesem Tag die Höchstlast - je nach Fahrzeugbestand - um 7,4 bis 164 MW erhöht. Dies entspricht einer Zunahme der Netzbelastung um 0,01 bis 0,26 %. Die größte Ladeleistung während der Tagesstunden tritt in allen Szenarien um 15⁰⁰ Uhr auf. Bei einem Fahrzeugbestand von 100 000 beträgt sie unter Berücksichtigung der Netzverluste 13,7 MW

oder 0,02 % der Tageshöchstlast, bei 500 000 Fahrzeugen 64 MW oder 0,1 %, bei 1 Mio. Fahrzeugen 152 MW oder 0,24 % und bei 2 Mio. Fahrzeugen 305 MW oder 0,49 %. Im Vergleich dazu stieg die statistisch relevante Winterhöchstlast von 1989 gegenüber 1990 um 6,4 %, die absolute Höchstlast um 3,7 % /DVG, 1991a/.

Im Jahr 1990 trat die tatsächliche Höchstlast am 10. Dezember um 11³⁰ Uhr auf. Zu diesem Zeitpunkt stand noch eine freie - d. h. nicht als Reserve vorgehaltene - Leistung von 4,6 GW zur Verfügung. Auch bei extremen Witterungsverhältnissen hätte mit 600 MW noch ausreichend freie Leistung zur Deckung der Tagesladeleistung von Elektrofahrzeugen auch bei einem Bestand von 2 Mio. Elektrofahrzeugen zur Verfügung gestanden.

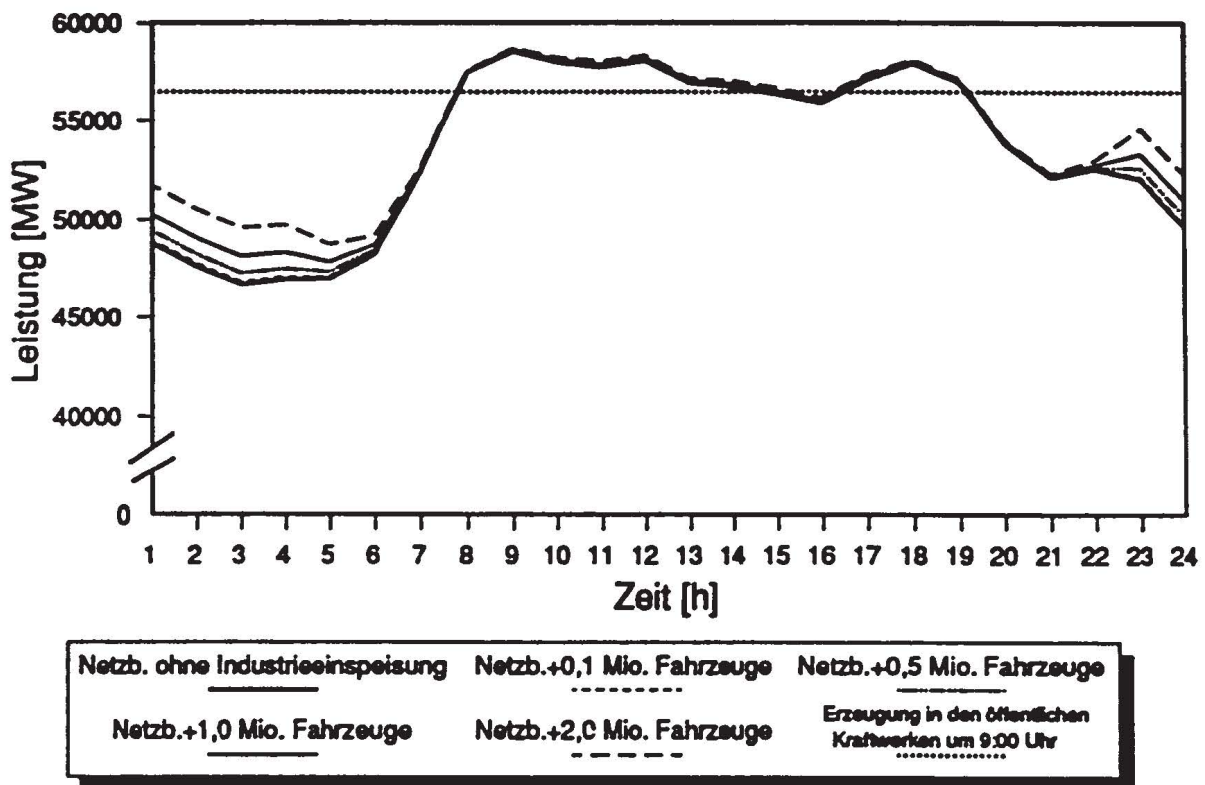


Bild 3-8: Netzbelastung (Netz.) am 19. Dezember 1990 mit und ohne verschiedene Elektrofahrzeugbestände

Die höchste Ladeleistung (126 MW bei 0,1 Mio. Fahrzeugen, 2 808 MW bei 2,0 Mio. Fahrzeugen) tritt in der Nacht um 1⁰⁰ Uhr auf. Dies würde unter Berücksichtigung der Netzverluste zu einer Erhöhung der Last um 0,3 % bis 6,0 % bezogen auf die Last um 1⁰⁰ Uhr bzw. um 0,2 - 4,7 % bezogen auf die Höchstlast führen.

Die in Kapitel 3.1 ermittelte nicht in Anspruch genommene Leistung am Tag der statistisch relevanten Höchstlast des Jahres 1990 hätte zu allen Stunden des Tages ausgereicht, um den Leistungsbedarf von 2 Mio. Elektrostraßenfahrzeugen zu decken. Allerdings gilt diese Aussage nur für die Bundesrepublik als Ganzes, sie läßt sich nicht ohne weiteres auf einzelne EVU übertragen.

Am 19. Dezember 1990 wurden in den öffentlichen Kraftwerken rund 1 257 GWh Strom (netto) erzeugt. Demgegenüber hätte an einem Mittwoch der Arbeitsbedarf von 2 Mio. Elektrofahrzeugen rund 23,4 GWh betragen.

Welche Kraftwerke zur Deckung der auftretenden Last eingesetzt werden, wird von den EVU - unter Berücksichtigung der energiepolitischen und energierechtlichen Rahmenbedingungen (z. B. Einhaltung des Dritten Verstromungsgesetzes) - nach betriebswirtschaftlichen Kriterien entschieden. Hierbei spielen die variablen Betriebskosten - d. h. vor allem die Brennstoffkosten - eine entscheidende Rolle. Die Energieträgerpreise nehmen im Mittel in der Reihenfolge Steinkohle (heimisch), Heizöl leicht, Erdgas, Heizöl schwer, Importkohle, Uran ab.

Am Höchstlasttag des Jahres 1990 hätte die für die Ladung der Batterien benötigte Leistung von max. 4,7 % der Tageshöchstlast sowohl durch Steinkohle- als auch durch Erdgaskraftwerke bereitgestellt werden können. In den Kernkraftwerken stand an diesem Wintertag keine zusätzliche Leistung mehr zur Verfügung. Allerdings kann durch eine Erhöhung der Arbeitsausnutzung (vgl. Kapitel 6.3) z. B. während der Sommermonate noch zusätzlich Elektrizität erzeugt werden.

Der jährliche (Netto)-Strombedarf der Elektrofahrzeuge beträgt einschließlich der Netzverluste zwischen ca. 1,7 TWh bei einem Bestand von 500 000 Fahrzeugen, ca. 3,9 TWh bei 1 Mio. Fahrzeugen und 7,8 TWh bei 2 Mio. Fahrzeugen. Dies entspricht einem Anteil an der gesamten Nettostromerzeugung der öffentlichen Versorgung im Jahr 1990 von 0,5 bis 2,2 %.

Für das Jahr 2010 wird ein ähnlicher tageszeitlicher Verlauf der Stromnachfrage wie im Jahr 1990 erwartet (vgl. Kapitel 3.1). Darüber hinaus wird gemäß den Planungen tagsüber keine freie Leistung mehr zur Verfügung stehen. Die für die Tagladung zusätzlicher Elektrofahr-

zeuge benötigte Leistung von bis zu 260 MW müßte zugebaut werden. Konkrete Aussagen, wie der zusätzliche Strombedarf abgedeckt werden könnte, sind nicht möglich.

3.2.3 Auswirkung verschiedener Elektrofahrzeugbestände auf die Stromerzeugungskosten

Wie in den vorangegangenen Kapiteln gezeigt wurde, hätte im Jahr 1990 der vorhandene Kraftwerkspark dazu genügt, um den Strombedarf der bisher betrachteten Elektrofahrzeugbestände (100 000 bis 2 Mio. Fahrzeuge) zu decken. Die zusätzliche Stromerzeugung für Elektrofahrzeuge würde somit nur zu einer Erhöhung der variablen Kosten führen. Die variablen Kosten werden im wesentlichen durch die Brennstoffkosten bestimmt.

Unterstellt man, daß bei einem Bestand von 2 Mio. Elektrostraßenfahrzeugen im Jahr 1990 ca. 15 % des zusätzlichen Strombedarfs in Erdgaskraftwerken und ca. 85 % in mit heimischer Steinkohle befeuerten Kraftwerken erzeugt wird, so würden die durchschnittlichen Strombereitstellungskosten um 0,2 Pf/kWh günstiger, beim Einsatz von Importkohle würden sie sich um rund 0,3 Pf/kWh reduzieren. Die mit der höheren Auslastung der Kraftwerke durch den Einsatz von Elektrofahrzeugen verbundenen höheren Aufwendungen der EVU würden sich demnach bezogen auf die bereitgestellten kWh sogar als kostensenkender Faktor auswirken.

Welche Auswirkungen sich durch eine verstärkte Nutzung von Elektrofahrzeugen für die Stromerzeugungskosten in Zukunft ergeben, hängt vom notwendigen Kraftwerkszubau ab. Deshalb ist dazu zur Zeit keine Aussage möglich.

Literatur zu Kapitel 3

DVG, 1991a

Leistungsbilanz der öffentlichen Stromversorgung im bisherigen Bundesgebiet zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast
Deutsche Verbundgesellschaft, Heidelberg, verschiedene Jahre, zuletzt 1991

DVG, 1991b

Langfristige Vorschau für die öffentliche Stromversorgung der Bundesrepublik Deutschland 1991 bis 2000 - Leistungs- und Arbeitsvorschau
Deutsche Verbundgesellschaft, Heidelberg, 1991

EW, 1991

Kälte "erzeugt" Kernenergiestrom,
in: Elektrizitätswirtschaft, Jg. 90 (1991), 6, S. 216

Prognos, 1991

Die energiewirtschaftliche Entwicklung in der Bundesrepublik Deutschland bis zum Jahr 2010 unter Einbeziehung der fünf neuen Bundesländer, Untersuchung im Auftrag des Bundesministers für Wirtschaft, Basel, Bonn, Dezember 1991

Shell 1991

Motorisierung nach der Vereinigung:
Aufbrauch zu neuen Dimensionen - Shell Szenarien des Pkw-Bestandes bis zum Jahr 2010
Aktuelle Wirtschaftsanalysen, 9/91 Heft 22, Deutsche Shell AG, Hamburg, 1991

Schnell Peter, 1987

Batterieeinsatz im elektrischen Straßenverkehr - Elektrizitätswirtschaftliche Auswirkungen
ETG-Fachbericht 21, VDE-Verlag Berlin, 1987

Sporckmann Bernd, 1992

Die Stromversorgung von Elektrofahrzeugen in der Bundesrepublik Deutschland (alte Bundesländer

in: Elektrizitätswirtschaft, Jg. 91 (1992), 5, S. 234 - 237

VDEW, 1991

Begriffsbestimmungen in der Energiewirtschaft, Teil 1 "Elektrizitätswirtschaftliche Grundbegriffe"

Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke m. b. H. (VWEW), Frankfurt, 1991, 6. Ausgabe 1990

4. Standorte und technischer Aufbau von Stromtankstellen für die Batterien elektrischer Straßenfahrzeuge

Der große Vorteil von Elektrostraßenfahrzeugen gegenüber Fahrzeugen mit nicht-konventionellen Antrieben, z.B. Methanol-, Gas-, Wasserstoff-Antrieben, besteht darin, daß elektrische Energie aus einem engmaschigen elektrischen Netz entnommen werden kann, das - wie das vorangehende Kapitel beweist - die notwendige Energie auch liefern kann. Es besteht deshalb eine sehr gute Infrastruktur zur Ladung der Antriebsbatterien. Es bedarf nur einer geeigneten Schnittstelle zwischen Fahrzeug und Netz, d.h. im wesentlichen einer Steckdose. Im häuslichen bzw. - bei Firmenfahrzeugen - im firmeninternen Bereich ist sie meistens problemlos und preiswert zu installieren, eine geeichte Messung der entnommenen Energie ist selten notwendig. Ist eine Stromtankstelle im öffentlichen Bereich installiert, wird meistens erwartet, daß eine Energie- bzw. Zeitmeßeinrichtung und, je nach Abrechnungssystem, eine Bezahlmöglichkeit bestehen. Es wird deshalb wegen des damit verbundenen technischen Aufbaus und der entstehenden Kosten nachfolgend zwischen Ladeeinrichtungen auf privatem und öffentlichem Boden unterschieden.

4.1 Standorte auf privatem Boden

In der Studie Hautzinger, 1992 wird festgestellt, daß Pkw über Nacht zu 80,6% auf privatem Grund (65,5% auf demselben Grundstück wie die Wohnung, 15,1% außerhalb des Grundstücks) und nur zu 17,3% am Straßenrand und zu 1,4% auf öffentlichen Parkplätzen, in Parkhäusern abgestellt werden. Es ist deshalb anzunehmen, daß die meisten Ladestellen für die Antriebsbatterien von Elektrofahrzeugen auf privatem Boden - in der eigenen Garage oder auf einem Stellplatz in der Sammelgarage bzw. im Freien - installiert werden.

Es wird im folgenden zwischen Hauptladestellen, an der die Elektrofahrzeugbatterien überwiegend - meist über Nacht - ihre Energie laden, und Nachladestellen, an denen zusätzliche Energie geladen werden kann, unterschieden.

4.1.1 Hauptladestellen

Wie erwähnt verfügen etwa zwei Drittel aller Pkw-Besitzer über einen Stellplatz auf demselben Grundstück wie die Wohnung.

Sind der Fahrzeugbesitzer und der Grundstückseigentümer identisch, ist die Installation einer Ladeeinrichtung problemlos. In der Regel wird in der Garage oder im Freien eine Steckdose zur Ladung der Elektrofahrzeugbatterie montiert. Eine getrennte Abrechnung ist hierbei nicht erforderlich. Die Stromzählung zur Abrechnung des Energieverbrauchs erfolgt über den zentralen Zähler am Hausanschluß.

Ist der Fahrzeugbesitzer Mieter, muß eine Einigung über die Übernahme der Installationskosten und das Abrechnungsverfahren mit dem Hauseigentümer erzielt werden.

Ähnlich liegt der Fall, wenn der Fahrzeugbesitzer zwar Eigentümer einer Wohnung ist, über die Installation einer Ladeeinrichtung aber die gesamte Eigentümergemeinschaft zu entscheiden hat, weil z.B. eine direkte Verbindung des Fahrzeuges mit dem Stromnetz der Wohnung aus räumlichen Gründen nicht möglich ist. Für den Fall, daß sich mehrere Elektrofahrzeugnutzer mit mehreren Steckdosen einen Stromanschluß teilen (z.B. bei Eigentumswohnungen mit dazugehörigen Parkplätzen), könnte jeweils ein privater preiswerter Zwischenzähler (regenerierter Gebrauchtzähler: ca. 20,- DM) eingebaut werden, über den die Energiekosten mit der Hausverwaltung abgerechnet werden können.

Manche Energieversorgungsunternehmen (EVU) bieten Sondertarife für die Batterieladung während der Nacht an. Vor der Beantragung einer solchen Sonderregelung ist zu prüfen, ob bei der zu erwartenden Jahresfahrleistung und dem damit verbundenen Energieverbrauch die nicht unerheblichen Installationskosten und die jährliche Miete für den zusätzlichen Zähler durch den dann günstigeren Arbeitspreis pro kWh amortisiert werden können.

Für Firmenfahrzeuge gelten diese Betrachtungen analog.

4.1.2 Nachladestellen am Arbeitsplatz, in Parkhäusern, bei Einkaufszentren und Freizeiteinrichtungen

Nachladestellen können im wesentlichen als Serviceleistung für die Förderung des Einsatzes von Elektrofahrzeugen aufgefaßt werden, da zu erwarten ist, daß die Energie für die Tagesfahrleistung praktisch vollständig über Nacht geladen wird. Nur in wenigen Fällen wird es wegen einer höheren Tagesfahrleistung notwendig sein, Nachladeeinrichtungen in Anspruch zu nehmen. Trotzdem sollte es Nachladeeinrichtungen geben, um keinerlei Ängste, mit leerer Batterie stehenzubleiben, aufkommen zu lassen, sowohl auf privatem Boden, d.h. in Parkhäusern, bei Einkaufszentren und Freizeiteinrichtungen, etc., als auch auf öffentlichem Boden. Gewerbliche Anbieter auf privatem Boden könnten damit sicherlich eine große

Medienwirkung erzielen und eine umweltbewußte Firmenpolitik demonstrieren. Dies tun in Dänemark und in der Schweiz bereits mehrere Banken und Einkaufszentren.

Dasselbe gilt für industrielle Arbeitgeber, die ihren Mitarbeitern Nachlademöglichkeiten und damit gleichzeitig einen Parkplatz auf dem Firmengelände anbieten. Die relativ langen Standzeiten am Arbeitsplatz sind in besonderem Maße zur Nachladung geeignet. Aufgrund der täglichen Fahrstrecke zum Arbeitsplatz ist die verbleibende Reichweite des Fahrzeugs als Erfahrungswert bekannt. In etwa 80% aller Fälle wird vom Arbeitsplatz direkt wieder nach Hause gefahren. Für die verbleibenden 20%, die z.B. zum Einkauf oder zu weiteren Besorgungen genutzt werden, bietet es sich an, das Fahrzeug am Arbeitsplatz nachzuladen (Hautzinger, 1992). Einige Firmen, die dies schon ermöglichen, verzichten aufgrund des Imagegewinns bereits auf eine Verrechnung der Energie.

Da viele Supermärkte, Einzelhändler, Restaurants... über eigene Parkplätze oder sogar eigene Parkhäuser verfügen, bieten sich diese ebenfalls als Standorte für Nachladeeinrichtungen an. In der Regel wird keine Gebühr für die elektrische Energie erhoben (z.B. in einem zentralen Parkhaus in Stuttgart), da die höheren Installationskosten (für Zähler etc.) und der Personalaufwand (für die Abrechnung) die zu erwartenden Einnahmen übersteigen würden. Der Aufwand für die Montage einer einfachen Steckdose und die Energiedienstleistung - in den meisten Fällen sind die Energiekosten nur ein geringer Teil der Parkgebühren - sind geringer als der Gewinn durch die zusätzlichen Kunden.

Analog verhält es sich bei Kultur- und Freizeiteinrichtungen wie Theater, Museen, Kinos, Oper, Bibliotheken bzw. Sportstätten wie Schwimmbäder, Tennisanlagen, Golfplätze, Sportstadien. Genehmigungsverfahren und Abrechnungsproblematik entsprechen denen bei Einkaufszentren.

4.2 Standorte auf öffentlichem Boden

Stromtankstellen auf öffentlichem Boden werden voraussichtlich zunächst überwiegend Nachladeeinrichtungen, erst in späteren Jahren, wenn die Anzahl der Elektrofahrzeuge zunimmt, Hauptladeeinrichtungen sein. Sie werden meistens von öffentlichen Einrichtungen oder von den EVU in den Stadtzentren aufgestellt, um das Elektrofahrzeug z.B. durch die Zusicherung eines Parkplatzes zu privilegieren und dadurch zu fördern. Zur Zeit wird von etwa 80% (StE, 1992) aller bisher öffentlich installierter Stromtankstellen die elektrische Energie ohne Bezahlung angegeben, jedoch geht der Trend in Zukunft zu folgender Regelung:

Parkplätze, die bisher einer Parkraumbewirtschaftung unterlagen, sind auch in Zukunft zu bezahlen. Der Bezug der elektrischen Energie ist in der Parkgebühr enthalten.

Auf bisher nicht bewirtschafteten Parkplätzen ist auch in Zukunft das Parken frei, der Strom muß aber bezahlt werden. Diese Regelung wird überwiegend von Gemeinden mit 20.000 - 100.000 Einwohnern propagiert.

Viele öffentliche Parkplätze befinden sich am Straßenrand. Hier können vor allem einzeln stehende Säulen für mindestens zwei Fahrzeuge montiert werden. Auf größeren Parkplätzen können mehrere Stromtanksäulen mit einer Zentralen Abrechnungseinheit (ZAE) verbunden werden. Das reduziert die Installationskosten pro Ladesäule und vereinfacht die Abrechnung (z.B. Ausdruck einer Quittung), da manche Bauteile nur einmal benötigt werden. Die Aufnahme der von allen Fahrzeugen während des Abrechnungszeitraumes bezogenen Energiemenge erfolgt über einen zentralen Zähler, der vom EVU abgelesen wird. Die Energiekosten werden dann vom Betreiber der Parkanlage über die Parkgebühr an die Kunden weitergegeben. Solche Anlagen (siehe auch Bild 4-6) könnten z.B. bei Behörden, bei der Post oder an Bahnhöfen im Park-and-Ride-Verfahren Aufstellung finden.

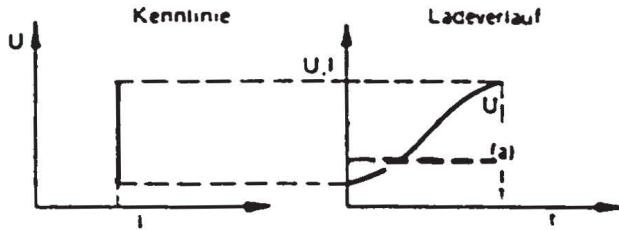
4.3 Batterie- und Batterieladesysteme

4.3.1 Ladegeräte und Ladekennlinien

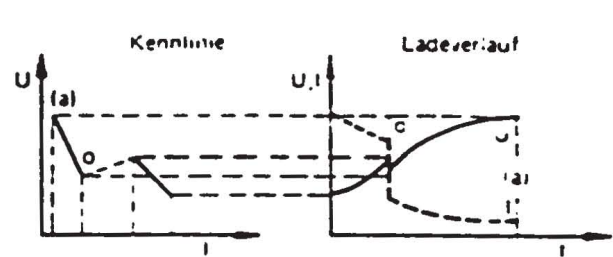
Batterien müssen mit Gleichstrom(DC) geladen werden, wobei dieser in Abhängigkeit von für die jeweilige Batterie typischen Batterieparametern geregelt werden muß. Da im normalen Stromnetz nur Wechselstrom (AC mit 50 Hz) bei 230 V bzw. 400 V zur Verfügung steht, ist das vorzusehende Ladegerät in seiner primären Funktion ein AC/DC-Wandler mit gleichzeitiger Anpassung der Batterie- an die Netzspannung. Da die Batteriespannungen in Elektrofahrzeugen nicht genormt sind - dies ist auch nicht zu erwarten -, hat jede Batterie ihr spezielles Ladegerät, das u.a. verschiedene Batterieparameter, z.B. die Spannung (Schutz vor Überladung), die Temperatur, die Bilanzierung der entnommenen/eingeladenen Ladung in Ah, überwacht, um eine lange Lebensdauer - d.h. eine hohe Anzahl von Lade- und Entladezyklen - zu erzielen. Um die Batterie überall laden zu können, ist ein im Fahrzeug integriertes Bordladegerät vorgesehen.

Die Netzspeisung wird durch die Ladekennlinien beeinflusst. Typische Ladekennlinien sind in Bild 4-1 aufgezeichnet.

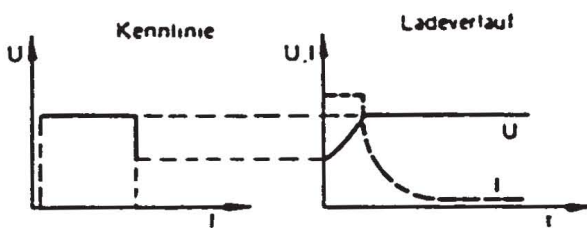
1. Laden mit konstant. Strom
nach I -Kennlinie



2. Laden mit fallendem abgesetzten Strom
nach WoWa-Kennlinie



3. Konstantspannungsladen mit Strom-
begrenzung nach IU -Kennlinie



4. Laden nach $IUIa$ -Kennlinie

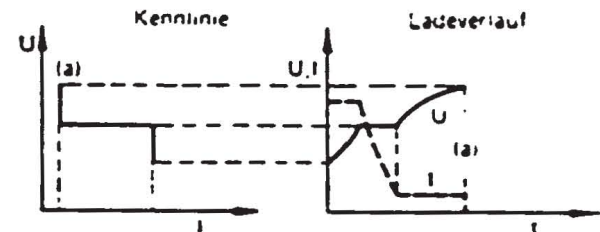


Bild 4-1: Ladekennlinien

Die aus dem normalen Stromnetz entnehmbare Ladeleistung hängt von der installierten Stromsicherung ab. Bei einer Ladung aus dem einphasigen 230 V-Netz stehen bei einer Absicherung mit 10 A maximal 2,3 kVA bzw. mit 16 A maximal 3,5 kVA zur Verfügung. Für eine Ladung aus dem dreiphasigen 400 V-Drehstromnetz sind es 10,5 kVA; damit ist eine Schnellladung in 1-2 Stunden möglich. Um das Stromnetz am Tage nicht zusätzlich zu belasten - die Ladung einer 20 kWh-Batterie in einer Stunde würde eine Netzleistung von mehr als 20 kW beanspruchen -, sollte, bei schnellladefähigen Batterien, die Schnellladung tagsüber die Ausnahme sein. Sie wird aber auch schon wegen des aufwendigeren und schwereren Ladegerätes, das in den meisten Fällen kein Bordladergerät, sondern ein stationäres Ladegerät sein würde, die Ausnahme sein.

Beim Laden und Entladen von Energiespeichern entstehen Verluste, die von der Höhe des Lade- bzw. Entladestroms abhängen. Das Verhältnis von aufgenommener zu entnehmbarer Ladung (in Ah) für eine volle Batterie wird Ladefaktor genannt; er ist immer > 1 . Der Kehrwert des Ladefaktors wird Ah-Zykluswirkungsgrad genannt (s. Tabelle 2-7) und ist nicht identisch mit dem Wirkungsgrad einer Batterie. Wegen der Spannungsunterschiede beim Laden und Entladen ist der Gesamtwirkungsgrad (= Wh-Wirkungsgrad) kleiner als der Ah-Wirkungsgrad.

Das Ladegerät muß auf den Energieinhalt der Batterie abgestimmt sein. Die maximale Ladeleistung bestimmt die Größe und den Preis des Ladegerätes. Bei Ausnutzung der vollen abgesicherten Ladeleistung hängt die Ladedauer vom Energieinhalt der Fahrzeugbatterie ab, die ein bestimmtes Verhältnis zum Gesamtgewicht des Fahrzeugs und zur erwünschten Reichweite hat /Blum, 1992/.

Die Energieinhalte der Batterien einiger Fahrzeuge sowie deren Verbrauch auf 100 km geben die Tabellen 2-1 und 2-2 an. Aus ihnen ist zu errechnen, daß eine Vollladung in einer Nacht, d.h. in 6-10 Stunden, in jedem Fall gewährleistet ist. Auch wenn größere Batterien eingesetzt werden, um die angestrebte Mindestreichweite von 100 km zu erreichen, ist dies gegeben. Mit der heutigen Technik ist ein Netzenergieverbrauch von weniger als 25 kWh pro 100 km bei elektrisch angetriebenen Pkw möglich /Naunin, 1991/.

Im folgenden werden die Ladeverfahren verschiedener Batterien kurz etwas differenzierter beschrieben. Heutige intelligente Ladegeräte berücksichtigen viele Anforderungen weitgehend, können aber noch wesentlich mehr optimiert werden (s. auch Unterabschnitt 2.3.3).

4.3.2 Bleibatterieladung

Die Anforderungen an das Ladeverfahren unterscheiden sich je nach Batterietyp, ob es sich um offene (Blei-Säure-, Nass-Typ,...) oder geschlossene (Blei-Gel-, Vlies-Technik, wartungsfreie,...) Bleibatterien handelt. Bei einer breiten Einführung von Elektrostraßenfahrzeugen kann dem Nutzer eine Kontrolle des Elektrolytstandes der einzelnen Zellen nicht zugemutet werden. Es wird daher erwartet, daß sich automatische Batterienachfüllsysteme für offene Bleiakkumulatoren oder geschlossene - wartungsfreie - Bleibatterien, die heute allerdings noch schwerer und teurer als offene sind, durchsetzen werden.

Das Ladeverfahren ist für diese Batterietypen unterschiedlich. Es beginnt mit hohem Ladestrom - begrenzt durch die Sicherung - und regelt bei Erreichen der Gasungsspannung den Strom zurück. Diese Anforderungen werden mit Einschränkungen von dem WoWa-Ladeverfahren und exakt von den IU-(für geschlossene Bleibatterien, Ladefaktor etwa 1,1) und IU1a-Ladeverfahren (für offene Bleibatterien, Ladefaktor etwa 1,2) erfüllt (Bild 4-1). Blei-Säure-Batterien sollten wegen erhöhter Alterung nicht, Blei-Gel-Batterien können nicht schnellgeladen werden.

4.3.3 Ni/Cd-Batterieladung

Eine Ni/Cd-Batterie ist mit konstantem Strom nach der sogenannten I-Ladung (Bild 4-1) zu laden. Das führt zu einer hohen Ausnutzung der durch die Stromsicherung begrenzten Ladeleistung und dadurch zu optimalen Ladezeiten. Eine Schnellladung ist möglich, wenn eine zulässige Grenztemperatur in der Batterie von 40 bis maximal 50°C überwacht und nicht überschritten wird. Ladezeiten von 1-2 Stunden wurden schon realisiert.

4.3.4 Zn/Br-Batterieladung

Die Ladung der Zink/Brom-Batterie erfolgt ebenfalls mit Konstantstrom. Wichtig ist ein "Batterie-Kontroller", der die Funktionen der Überwachung der Spannung, der Temperatur, des Vollladezustandes und einer Leckage beinhaltet /Tomazic, 1991/.

4.3.5 Hochtemperaturbatterieladung (Na/S- bzw. Na/NiCl-Batterien)

Prinzipiell wird die Na/S-Batterie mit einer IU-Ladekennlinie geladen. Ohne zusätzliche Kühlung kann eine 20 kWh-Batterie im Normalfall in etwa 6 Stunden geladen werden. Bei niedrigen Ladeströmen (Ladung in 10 Stunden) erfolgt eine Konstantstromladung (I-Ladung), die Ladespannung braucht dabei normalerweise nicht begrenzt zu werden.

Für den Fall einer - möglichen - Schnellladung (1,5 - 2 h) muß die Batterie bei Überschreiten einer Grenztemperatur (ca. 350°C) gekühlt werden, da auf Grund ihrer Vakuumisolierung die beim Schnellladen entstehende größere interne Wärme nicht so schnell an die Umgebung abgegeben werden kann.

4.4 Schnittstellen zwischen Energieversorgung und Elektrofahrzeug

Die Schnittstelle zwischen der Energieversorgung aus der Ladestation und dem Energiespeicher des Fahrzeuges stellt die Steckdose mit dem Stecker des Ladegeräts dar, die genormt sein muß. Es gibt 2 Varianten von Steckdosen, die zur Diskussion stehen:

- die Schutzkontakt-Steckverbindung (Schuko-Stecker), nur einphasig,
- die CEE-Steckverbindung, einphasig und dreiphasig.

In diesem Abschnitt werden neben ein- und dreiphasigen Steckverbindungen kurz auch weitere mögliche Schnittstellen erwähnt.

4.4.1 Einphasige Stromversorgung

Die normale Ladung einer Antriebsbatterie erfolgt einphasig aus dem Stromnetz bei 230 V mit 16 A-Absicherung (in älteren Wohnanlagen noch mit 10 A-Absicherung), so daß - wie erwähnt - eine Ladeleistung von 3,5 kVA (2,3 kVA) zur Verfügung steht. Die Steckverbindung kann ein Schuko- oder ein CEE-Stecker sein.

Schutzkontakt-Steckverbindung (Schukostecker)

Die Schutzkontaktsteckdose ist die am meisten verbreitete Stromanschlußdose in der Bundesrepublik. Dadurch daß dieser Steckertyp in jedem Haushalt vorhanden ist und die meisten zur Zeit in Deutschland betriebenen Elektrofahrzeuge mit Schukosteckern ausgerüstet sind, steht mit diesem System einer raschen Verbreitung am wenigsten im Wege. Ein entscheidender Nachteil besteht darin, daß die Stecker relativ leicht aus der Steckdose rutschen, wenn ein Zug am Kabel erfolgt (z.B. jemand stolpert über das Kabel).

CEE-Steckverbindung (3-poliger Cekon-Stecker, Farbe:blau)

Die CEE-Steckverbindung (definiert in DIN/VDE 0623) ist bereits seit 1987 im Camping- und Bootsbereich sowie für Marktstände vorgeschrieben und setzt sich im Zuge der europäischen Normung immer mehr durch. Sie hat den Vorteil, daß ihre größere Kontaktfläche zu einem geringeren Übergangswiderstand und damit zu einer geringeren Erwärmung führt. Zur einfachen Unterscheidung ist die 3-polige 230 V- CEE-Steckverbindung immer blau. Sie hat serienmäßig eine Einrastvorrichtung, so daß bei Zug am Kabel nicht die Gefahr besteht, daß der Stecker aus der Steckdose gezogen wird.

Ein kleiner Nachteil ist in der etwas schwereren Bedienung durch die höheren Kräfte zum Entfernen des Steckers aus der Steckdose zu sehen. Durch die größere Bauform ist der Stecker jedoch gut zu handhaben. Bei unterschiedlichen Steckern an Fahrzeug und Stromversorgung könnte als Not-/Übergangslösung ein Adapter eingesetzt werden.

4.4.2 Dreiphasige Stromversorgung

Dreiphasige Stromversorgungen sind nötig, wenn mehr als eine Fahrbatterie gleichzeitig geladen werden müssen. Außerdem werden sie bei höheren Ladeleistungen, z.B. bei Schnellladung neuartiger Batteriesysteme (Ni/Cd, Na/S, Na/NiCl, etc.), erforderlich. Mit einer Anschlußmöglichkeit von 400 V/16 A (dreiphasig) können bis zu 10,5 kVA elektrischer Leistung übertragen werden, womit je nach Kapazität der Fahrzeugbatterie Ladezeiten zwischen 1 und 2 Stunden für eine Vollladung möglich werden. Kabel und Steckverbinder müssen eine entsprechend höhere Leistungsfähigkeit haben.

Für die einheitliche Norm im Bereich der Europäischen Gemeinschaft steht die 5-polige CEE-Steckverbindung (Farbe: rot) nach DIN/VDE 0623 (=IEC 309) zur Verfügung. Auch in der 5-poligen Version ist die Zugsicherung integriert.

4.4.3 Schnittstellen mit automatischer Ankopplung

Die oben beschriebene Schnittstellentechnik geht davon aus, daß der Fahrer die Steckverbindung zwischen Fahrzeug und Stromversorgung selbst schließt. Es sind aber auch automatische Verbindungen möglich. Für Busse sind automatische Ankopplungssysteme entwickelt und erprobt worden (s. Bild 2-8). Je nachdem, aus welcher Richtung die Ankopplung erfolgen soll (von oben, von der Seite, von unten), ist bei der Entwicklung zu beachten, daß die Funktionssicherheit über das ganze Jahr (Eis, Schnee, Regen,...) gewährleistet ist. Da von einem Fahrer nicht immer erwartet werden kann, auf wenige Zentimeter genau an einen Kopplungsmechanismus heranzufahren, muß das System von sich aus die Verbindung zum Fahrzeug herstellen. Ob sich ein Einsatz von solchen Stromtanksäulen für Elektro-Pkw anbietet, ist nicht nur eine Frage des Preises, sondern vor allem eine Frage der Normung, da sich die Fahrzeughersteller und die Hersteller von Stromtankstellen auf ein System einigen müßten.

4.4.4 Schnittstellen mit induktiver Energieübertragung

Aufgrund der magnetischen Wirkungen eines Wechselstromes kann eine kontaktlose Energieübertragung auf induktivem Wege erfolgen. Eine Möglichkeit besteht darin, daß die bordspannungsunabhängige Primärwicklung des Ladegerätes sich noch in der Tanksäule befindet, so daß nur die auf die Antriebsbatterie abgestimmte Sekundärwicklung und die Ladeelektronik im Fahrzeug untergebracht werden müssen. Die Kupplung ist nicht größer als

eine herkömmliche Haushaltssteckverbindung /Kalker, 1991/. Dadurch reduziert sich das mitzuführende Gewicht des Bordladegerätes. Die Gefahr eines elektrischen Unfalles besteht praktisch nicht mehr, da keine offenen Kontakte berührt werden können.

Eine andere Form wird in Kalifornien mit induktiver Energieübertragung während der Fahrt erprobt. Hierfür sollen bestimmte Straßen von Los Angeles mit Leiterschleifen versehen werden, die die Energie auf die darüberfahrenden Elektrofahrzeuge übertragen. Da der Wirkungsgrad der Energieübertragung stark vom Abstand der beiden Spulen, d.h. vom Abstand des Fahrzeugunterbodens zur Fahrbahn, abhängt, wird die Effektivität des Systems noch bezweifelt. Auch ist der Installationsaufwand erheblich. Untersuchungen dazu sind noch im Anfangsstadium /Schweinberg, 1990/.

4.4.5 Batteriewechseltechnik

Eine Schnittstelle kann auch die Fahrbatterie selbst sein, wenn man sie auswechselt. Verfahren mit Batteriewechseltechnik wurden in den 80er Jahren bei Bussen und Transportern erprobt. Um die Batteriewechseltechnik in größerem Maßstab für den elektrisch betriebenen MIV (motorisierter Individualverkehr) einzuführen, müßten die in den Fahrzeugen eingesetzten Batterien vereinheitlicht werden und eine Infrastruktur mit Wechselstationen in einem engmaschigen Netz aufgebaut werden. In jeder Wechselstation müßten pro Anzahl der täglich dort erscheinenden Fahrzeuge die 3-4-fache Menge an Batterien vorrätig sein, da das Laden etwa 3 bis 4 mal so lange dauert wie das Entladen. Außerdem dürfte die Batterie nicht mehr dem Nutzer gehören, sondern müßte im Leasingverfahren als Energiedienstleistung angeboten werden, da kaum jemand seine - vielleicht neue - Batterie gegen eine andere eintauschen würde, von der er nicht weiß, wie gut sie noch ist. Auch aufgrund der hohen Kosten für die vorzuhaltenden Batterien erscheint eine breite Einführung der Wechseltechnik schwer vorstellbar. Nur in speziellen Fällen, z.B. bei Rundfahrbussen auf Messen, wird sie angewendet, z.B. auf dem Gelände der Hannover Messe.

4.5 Technische Ausstattung und Bedienung von Stromtankstellen

4.5.1 Technische Ausstattung und bisherige Normung

Die technische Ausstattung einer Stromtankstelle soll am Beispiel einer "Stand-alone-Anlage" und einer Anlage mit zentraler Abrechnungseinheit (ZAE) für acht Zapfstellen (230 V/16 A), die in zwei Säulen (Slaves) zusammengefaßt sind, demonstriert werden. Generell finden hier

die "Richtlinien für den Anschluß ortsfester Schalt- und Steuerschränke im Freien an das Niederspannungsnetz des EVU" in der aktuellen Ausgabe von 1988 Anwendung.

Die Bestandteile sind im einzelnen (Bild 4-2):

- Freiluftschrank
- Hausanschlußkasten mit Schmelzsicherungen
- Zähler
- Zählergehäuse
- Verteilung 400 V / 230 V mit Sicherungsautomaten
- Relais
- Leitungen
- FI-Schutzschalter
- Steckvorrichtung
- Bezahlvorrichtung.

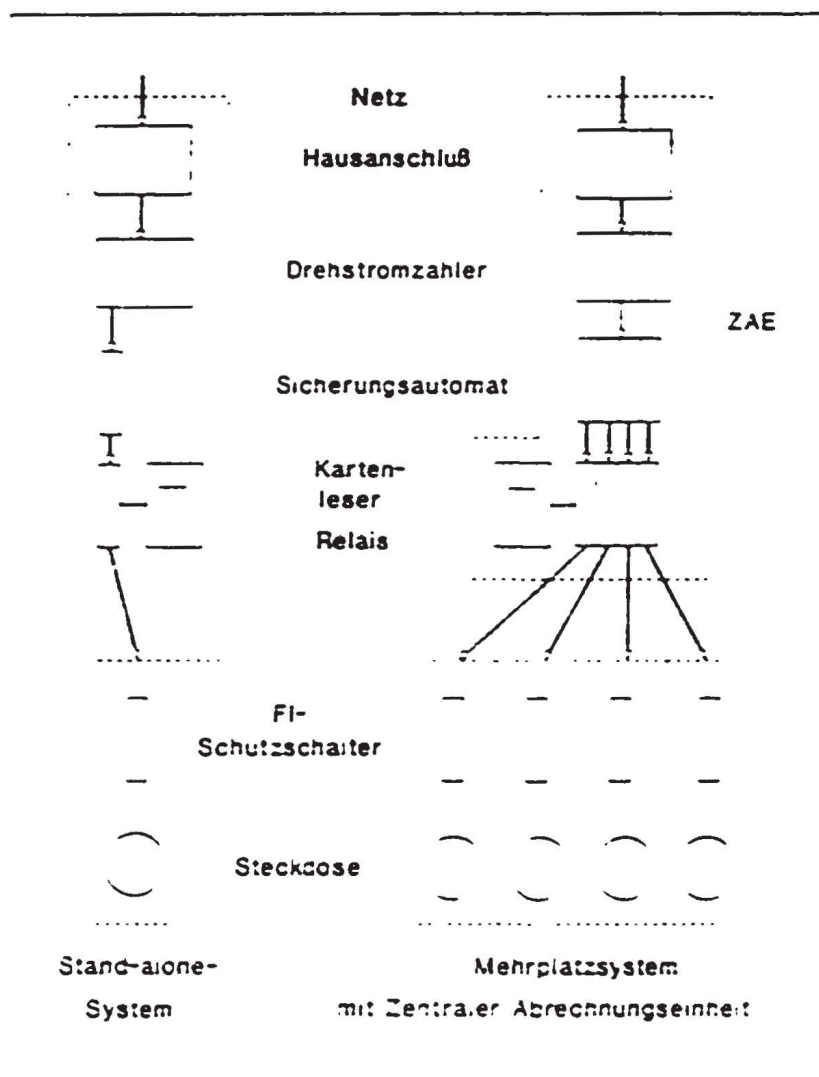


Bild 4-2: Aufbau einer Stromtankstelle (Stand-alone- und Mehrplatzsystem mit 4 Zapfstellen)

Beim Aufstellen müssen vielfältige Vorschriften beachtet werden.

Für die Ausführung von Freiluftschränken müssen insbesondere die Richtlinien nach DIN/VDE 0660 Teil 503 "Kabelverteilerschränke" und DIN/VDE 0612 "Baustromverteiler" sinngemäß angewendet werden. Außerdem sind die "Technischen Anschlußbedingungen (TAB)" des jeweiligen EVU zu beachten.

Der Freiluftschrank muß mindestens der Schutzart IP 44 (spritzwasserfest, keine Berührung stromführender Teile möglich) entsprechen. Das EVU muß für eventuell notwendige Abschaltungen Zugang zum im Freiluftschrank befindlichen Hausanschlußkasten und den darin befindlichen Hauptsicherungen haben. Je nach EVU ist dafür eine vom EVU vorgegebene Schließeinrichtung zu berücksichtigen. Es kann sich hierbei z.B. um Drei- oder Vierkantschlüssel oder sogar um ein Sicherheitsschließsystem mit geschützten Spezialschlüsseln (z.B. bei der BEWAG in Berlin) handeln.

Im Hausanschlußkasten, der (nach DIN 43 627 Teil 2) genormt ist, endet ein im Erdreich verlegtes dreiphasiges NYY-Kabel (bis zu 4 x 50 mm²), das für eine Spannung von 400 V ausgelegt ist. Dort befindet sich auch die Absicherung der gesamten Anlage mit drei Schmelzsicherungen, je eine pro Phase (Typ NH 00 nach DIN/VDE 0636 für 25A, 35A, 40A, 50A, 63A, 80A oder 100A).

Die Energiezählung ist zweistufig zu betrachten. Der Betreiber einer Parkanlage (mit Stand-alone- oder Mehrplatzsystem) muß einesteils den Gesamtenergieverbrauch mit dem EVU abrechnen, anderenteils will er die weitergegebene Energie mit dem Elektrofahrzeugbesitzer verrechnen. Zur Abrechnung des Energiebezugs zwischen dem Betreiber der Parkanlage und dem EVU wird die von allen Benutzern entnommene Energiemenge zuzüglich der Betriebsenergie der Anlage über einen einzelnen mechanischen, geeichten Drehstromzähler gesammelt erfaßt. Dieser Zähler kann z.B. nach DIN/VDE 0418 ausgeführt sein, wobei diese Norm nicht zwingend vorgeschrieben ist. Einzige Bedingung ist, daß der Zähler in einem Zählerprüfwerk geeicht wurde. Auf eine gewisse Problematik der Weitergabe der Energie wird noch in Unterabschnitt 4.6.1 eingegangen.

Da die heute verwendeten Drehstromzähler für den Einsatz im Haushalt entwickelt wurden, sind sie nur für Temperaturen bis -5°C ausgelegt. Wird diese Temperatur unterschritten, kann es zu Meßabweichungen kommen und eine Beheizung vorgesehen werden. Dies geschieht z.B. bei Straßenverkehrs-Signalanlagen (nach DIN/VDE 0832), weil für die dort benötigte Schaltelektronik eine thermostatisch geregelte Beheizung vorhanden sein muß. Die meisten EVU verzichten jedoch auf eine Beheizung von Zählern in Außeninstallationen, da der Nachlauf im Winter durch den Vorlauf im Sommer in etwa kompensiert wird und der

Energieverbrauch für die Beheizung sowie der Wartungsaufwand zur Funktionskontrolle der Thermostate erheblich ist.

Der beschriebene Zähler muß in einem **Zählergehäuse** (nach DIN/VDE 43 870 Teil 2) untergebracht sein. Dort wird vorgeschrieben:

- schutzisoliert
- Schutzart IP 54
- Klarsichtdeckel
- plombierbar.

Die **Verdrahtung** muß nach DIN/VDE 43 870 Teil 3 ausgeführt sein. Über eine **Klemmschiene** wird die Stromleitung in sechs Einzelleitungen unterteilt, die jede für sich mit einem **Sicherungsautomaten** mit B-Charakteristik nach DIN/VDE 0641 für 230 V/16 A abgesichert ist. Für die **Zuleitung** von der zentralen Abrechnungseinheit (ZAE) zu den einzelnen Stromtanksäulen ist für die Verlegung im Erdreich eine Leitung vom Typ NYY 3 x 2,5 mm² (für 230 V/16 A) bzw. 5 x 4 mm² (für 400 V/16 A) vorzusehen. Die Kabel müssen in einer Tiefe von 70 cm verlegt werden. Eine mechanische Abdeckung ist nicht vorgeschrieben. Falls über dem Kabel Kraftfahrzeuge verkehren, ist eine Verlegung in einem Schutzrohr in einer Tiefe von 100 cm vorzusehen.

Nach VDE 0100 Teil 721 (Caravan, Camping,...) und Teil 722 (Fliegende Bauten, Schausteller, Wochenmärkte,...) ist jede CEE-Steckdose nach VDE 0623 mit einem 30 mA-Fehlerstromschutzschalter (FI-Schutzschalter) zu versehen, dessen Ausführung in DIN/VDE 0664 festgelegt ist. Dieser Schalter überwacht, ob Ströme außerhalb der Säule abfließen. Sobald diese sogenannten Fehlerströme größer als 30 mA sind, unterbricht der Schalter die Stromzufuhr. Der FI-Schutzschalter muß in der Ladesäule montiert werden und vom Benutzer im Falle einer Auslösung wieder eingeschaltet werden können. Etwa alle halbe Jahre muß durch die Wartung die ordnungsgemäße Funktion überprüft werden. Mit der IEC-Publikation 1008 wird eine europäische Vereinheitlichung angestrebt.

Die beiden möglichen Steckvorrichtungen wurden schon in Abschnitt 4.4 beschrieben. Im Zuge der europäischen Annäherung wird die CEE-Steckvorrichtung, wie sie im Campingbereich heute schon gefördert wird, einheitlich sowohl in der 230 V- als auch in der 400 V-Version vorgeschrieben werden.

Bezahleinrichtungen werden in Abschnitt 4.6 beschrieben.

4.5.2 Bedienung

Die Bedienung einer Stromtankstelle sollte nicht schwieriger sein als die eines herkömmlichen Parkautomaten und die der Steckdose zu Hause. Weiterhin sollte sie

- für große und kleine Menschen sowie für Rollstuhlfahrer bedienbar sein,
- bundeseinheitlich aufgebaut und bedienbar sein,
- ggf. einheitliche Piktogramme als Bedienungsanleitung haben.

Stromtankstellen sind so auszurüsten, z.B. mit verschließbaren Deckeln oder Türen, daß Unbefugte den Stecker nicht abziehen können. Deswegen sollte bei Stromtankstellen mit Bezahlrichtungen folgender grundsätzlicher Bedienungsablauf angestrebt werden, wobei wie beim Telefonieren Münz- bzw. Kartensysteme möglich sind:

Münzsysteme: Bei Ladebeginn:

1. Einwurf des Mindestbetrages
2. Säule öffnet sich
3. Einstecken des Steckers
4. Säule schließen

Bei Ladeende:

1. Ladegerät ausschalten
2. Säule öffnet sich
3. Stecker entfernen
4. Säule schließen
5. Restgeldrückgabe bzw. Restgeld verfällt
6. Kabel aufrollen und wegfahren

Kartensysteme: Bei Ladebeginn:

1. Einführen der Karte mit Mindestguthaben
2. Überprüfen der Berechtigung
3. Säule öffnet sich
4. Stecker einstecken und ggf. Ladegerät einschalten
5. Säule schließen
6. Löschen des Guthabens und Rückgabe der Karte

Bei Ladeende:

1. Einführen der Karte
2. Freigabe des Steckers
3. Stecker ziehen und Kabel aufrollen
4. Säule schließen
5. Speicherung des Restguthabens
6. Rückgabe der Karte und wegfahren

4.5.3 Schutzvorrichtungen

Die vorangehend beschriebene Verriegelung stellt einen Schutz gegen unbefugtes Steckerziehen und unbefugte Bedienung und Benutzung, z.B. durch spielende Kinder, dar.

Nicht unterschätzt werden sollte die Gefahr des Stolperns von Fußgängern über das herumliegende Ladekabel. Durch eine geschickte Anordnung der Parkplätze sollte ein Durchlaufen zwischen Fahrzeug und Ladesäule verhindert werden, z.B. durch gut sichtbare Barrieren (s. auch Bilder 4.4 bis 4.6).

Stromtankstellen sollten zur Erhaltung ihrer Standfestigkeit im erdnahen Bereich aus nicht korrodierenden Materialien bestehen, um z.B. gegen Hundeurin resistent zu sein.

4.5.4 Normungsbedarf

Zur Zeit gibt es noch keine Normen im Bereich der Stromtankstellen für Elektrostraßenfahrzeuge. Die meisten Betreiber halten sich an Richtlinien, die für ähnliche Anwendungen (Ampeln, Baustromverteiler, Campingplätze,...) gedacht sind. Im Moment sind verschiedene Institutionen dabei, Vorschläge zur Veränderung der Vorschriften für Elektrofahrzeuge und Stromtankstellen zu entwerfen. So beschäftigen sich neben einem Arbeitskreis "Stromtankstellen" des Verbandes Deutscher Elektrizitätswerke (VDEW) e.V. der TÜV und auch die "Studiengesellschaft für Elektrofahrzeuge" in Baden-Württemberg - und das Institut für Elektronik der TU Berlin - mit diesem Thema. Da es sich hier um eine Schnittstelle zwischen Stromnetz und Elektrofahrzeug handelt, sind sowohl die Stromtankstellen als auch die Fahrzeuge von einer eventuellen Normung betroffen. Man sollte daher zwischen stromtankstellenseitigen Normen, die sich mit der elektrischen und der mechanischen Sicherheit sowie der Bedienung der Stromtankstellen befassen, und fahrzeugseitigen Normen, die sich mit der ladetechnischen Ausrüstung der Fahrzeuge befassen (z.B. Stecker, Kabel, automatische Aufrollvorrichtung - zur Vorbeugung gegen Verschmutzung und Festfrieren des Ladekabels -, Ausstattung des Ladegerätes, FI-Schutz,...) unterscheiden.

4.6 Konzepte für die Kostenabrechnung

Für den Aufbau und Betrieb von Stromtankstellen fallen folgende Kosten an:

- **Installationskosten** für die Aufstellgenehmigung, die Tiefbauten der Stromzufuhr, das Strommanagement, die Bezahlleinrichtung und das Gehäuse der Stromtankstelle
- **Betriebskosten** für die Wartung und Instandhaltung der elektrischen Komponenten sowie bei Münzsystemen für das Personal, das die Geldbeträge einsammelt, und bei Kartensystemen für die Herstellung und den Vertrieb der Zahlungsmittel.

Die **Energiekosten** fließen nicht in die Betrachtung der Betriebskosten ein, weil sie für die Stromtankstelle einen durchlaufenden Posten darstellen und dem Elektrofahrzeug zugeordnet werden. Auch die Parkgebühren sind von den Kosten für die Bereitstellung der Stromtankstelle zu trennen, denn sie entstehen durch die Nutzung des fremden Parkraums und nicht durch die Nutzung der Stromtankstelle.

Dieser Abschnitt soll aktuelle Konzepte für verschiedene Stromtankstellen mit unterschiedlichen Bezahlleinrichtungen dokumentieren mit dem Ziel einer monetären Bewertung der jährlichen Kosten, die in Abschnitt 4.8 vorgenommen wird.

Die Konzepte werden in einer Bewertungsmatrix zusammengefaßt.

4.6.1 Allgemeine Grundlagen

In Unterabschnitt 4.5.1 wurde aufgezählt, welche Komponenten zur technischen Ausstattung von Stromtankstellen gehören. Wesentlichen Einfluß auf die Höhe der für die Installation und den Betrieb notwendigen Aufwendungen haben die Bezahlleinrichtungen. Es bestehen verschiedene Konzepte, die in den folgenden Unterabschnitten kurz beschrieben werden. Auf einen allgemeinen Sachverhalt soll vorangehend eingegangen werden.

Die Erzeugung und der Verkauf elektrischer Energie ist von den Kommunen und Ländern unter Vergabe von Konzessionen allein an die EVU übertragen worden, wofür die EVU Gebühren bezahlen. In der Konzessionsvergabe ist bestimmt, daß der Verkauf an Nutzer nur über geeichte Zähler erlaubt ist. Zwischenverkäufer sind - eigentlich - nicht erlaubt. Für Campingplatzbesitzer, z.T. auch für Betreiber von Marktständen, gilt deshalb, daß sie nicht elektrische Energie z.B. an Campingplatzbenutzer weiterverkaufen, sondern nur die verbrauchte Energie pauschal mit der Platzmiete verrechnen. Der "Verkauf" von elektrischer Energie über Stromtankstellen sollte ähnlich gehandhabt werden, um einerseits rechtliche Schwierigkeiten und andererseits teure geeichte Stromzähler zu umgehen. Wenn Energiemessungen aus besonderen Gründen notwendig sind, können preiswerte Gebrauchtzähler eingesetzt werden.

Wie die Kostenberechnungen ergeben werden, sind Pauschalabrechnungssysteme ohnehin am kostengünstigsten.

Abgesehen von den weiter unten beschriebenen Bezahlrichtungen können verschiedene Konzepte für Installation und Betrieb für die in Abschnitt 4.1 aufgezählten Standorte entwickelt werden. Dabei wurde zwischen privaten Haupt-/ Nachladestellen und öffentlichen Haupt-/ Nachladestellen unterschieden. Das Eigentumsverhältnis beim Parkgrundstück gibt an, welches von beiden zutrifft. Es besteht nämlich ein Unterschied beim Genehmigungsverfahren, bei der Berechtigung zur Nutzung des Parkplatzes für Elektrofahrzeuge und beim erwähnten Verfahren des Stromverkaufs.

Private Stellplätze befinden sich sowohl an Ein- und Mehrfamilienhäusern, als auch in Parkhäusern und Einkaufszentren. Die Ladestellen befinden sich in Garagen, Tiefgaragen, an den Wänden von Häusern, Parkhäusern und Einkaufszentren. Bild 4-3 und Bild 4-4 geben mögliche Parkanordnungen mit Ladestellen an. Absperrungen sollten vorgesehen werden, um Fußgänger davor zu bewahren, über Kabel zu stolpern.

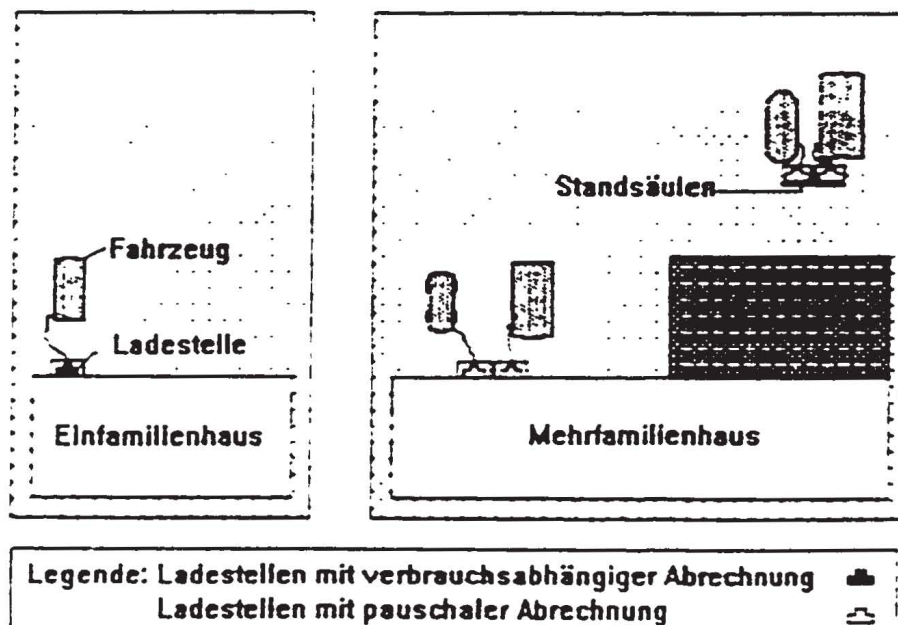


Bild 4-3: Hauptladestellen an Ein- und Mehrfamilienhäusern

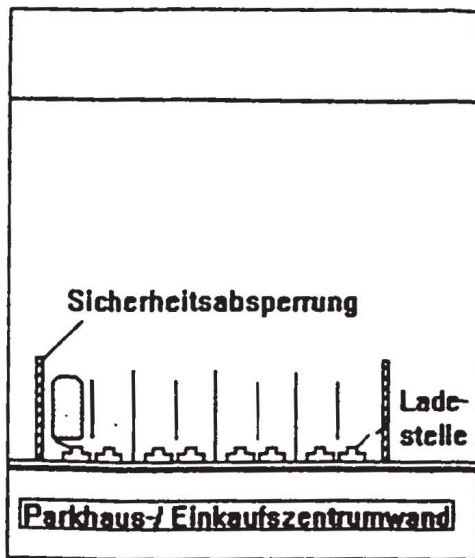
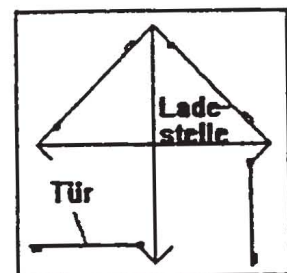


Bild 4-4: Ladestellen vor der Parkhaus- bzw. Einkaufszentrumwand



Slave:

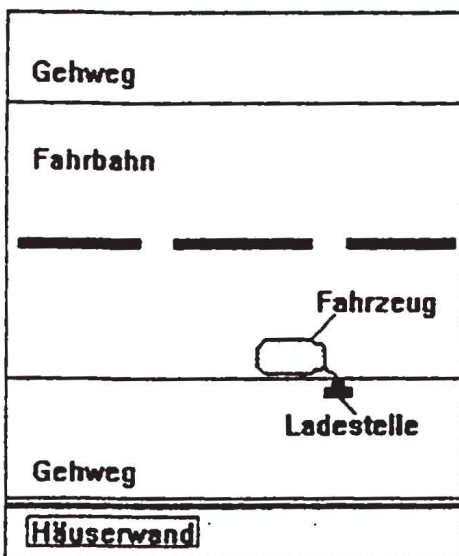


Bild 4-5: Ladestellen am Straßenrand

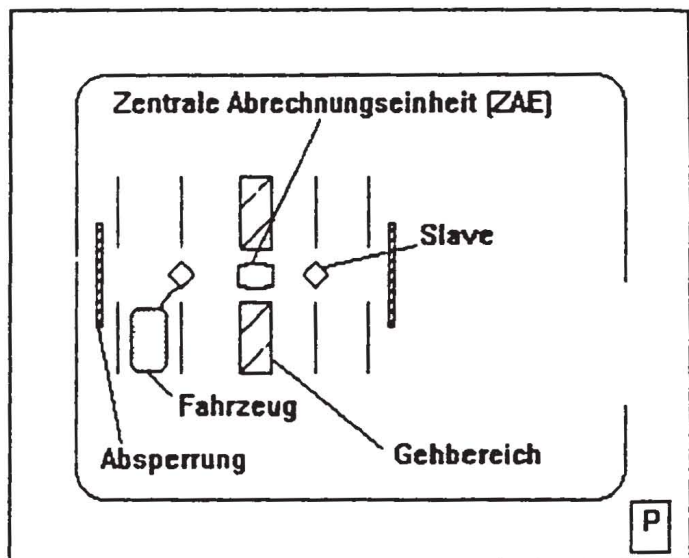


Bild 4-6: Parkanordnung mit Zentraler Abrechnungseinheit und jeweils vier Slaves in einem Gehäuse

Öffentliche Stellplätze befinden sich am Straßenrand und auf öffentlichen Parkplätzen, Bild 4-5 und Bild 4-6 geben auch hier mögliche Parkanordnungen an. Im oberen Teil von Bild 4-6 wird eine mögliche Anordnung der Slaves in Vierergruppen dargestellt.

Zur Installation einer **privaten Haupt-/ Nachladestelle** muß der Betreiber keine Genehmigung einholen. Für den Fall der Überschreitung der eigenen Grundstücksgrenze bei der Verlegung der Kabel entstehen Kosten für die Eintragung einer Grunddienstbarkeit im Grundbuch. Der Aufwand bei der Installation einer Stromladestelle in der eigenen Garage bzw. auf dem eigenen Gelände ist am geringsten, weil alle **Nutzungsrechte** geklärt sind und die Installation einer Stromladestelle am einfachsten zu realisieren ist. Ähnlich verhält es sich mit den **privaten Haupt-/ Nachladestellen** auf Stellflächen der Mehrfamilienhäuser, auf Parkplätzen der Einkaufszentren und in Parkhäusern.

Bei **öffentlichen Haupt-/ Nachladestellen** muß vor der Installation ein Genehmigungsverfahren durchlaufen werden. Es werden die Genehmigungen aller Leitungsverwaltungen (z.B. für Berlin: GASAG, BEWAG, TELEKOM, Feuerwehr, Fernwärme, Straßenbeleuchtung, Lichtsignalanlagen, Wasserwerke) und des zuständigen Tiefbauamtes benötigt. Dazu muß eine **Zeichnung** des Bauvorhabens an jede Leitungsverwaltung und das zuständige Tiefbauamt geschickt werden. Die Dauer für das Genehmigungsverfahren beträgt in Berlin 3-6 Monate.

Daneben sollte eine Genehmigung zur Sondernutzung des Straßenlandes eingeholt werden, damit der Parkplatz vor der Stromladestelle für Elektrofahrzeuge reserviert werden kann. Dazu ist ein Antrag auf ein "**Sondernutzungsrecht**" im öffentlichen Straßenland bei der zuständigen Straßenverkehrsbehörde zu stellen. Für eine Parkplatzreservierung ist in der Erläuterung zum Paragraph 42 Zeichen 314 StVO (Parkplatzzeichen) vorgesehen, die Parkerlaubnis auf Fahrzeugarten zu beschränken.

Mit einer Parkscheibenregelung wäre z.B. zu erreichen, daß zwischen 9 und 18 Uhr Elektrofahrzeuge bis zu 3 Stunden und in der restlichen Zeit Elektrofahrzeuge durchgehend geparkt werden können. Tagsüber ständen diese Parkplätze damit zur Nachladung und nachts zur Hauptladung zur Verfügung.

Mögliche Konzepte für **Bezahleinrichtungen** sind von den öffentlichen Telefonzellen bzw. von den EC-Automaten her bekannt und müssen nicht neu entwickelt werden: Münzzahleinrichtungen und Magnet- bzw. Chipkartensysteme. Ihr grundsätzlicher Aufbau und ihre Vor- und Nachteile werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

4.6.2 Münzzahleinrichtungen

Bei Münzzahleinrichtungen werden als Zahlungsmittel **Geldmünzen** oder **Wertmarken** verwendet. Der technische Aufbau der Zahleinrichtung ist für beide Zahlungsmittel gleich. Die Anlagen sind bei der Post und auf bewirtschafteten Parkplätzen erprobt. Die Stromladestelle ist dann mit einem Münzerkennungssystem ausgerüstet. Die akzeptierten Münzen fallen in einen Behälter, der entleert werden muß.

Während die Wertmarken im voraus gekauft werden, liegt bei der Bezahlung mit Geldmünzen eine Bedarfszahlung vor, weil die Zahlungen erst bei Bedarf, d.h. unmittelbar vor oder nach dem Ladevorgang, erfolgen.

Der Betreiber von Wertmarkenanlagen kann seine Münzen so gestalten, das sie von dem Prüfgerät sicherer erkannt werden als Geldmünzen, er muß allerdings die Herstell- und Vertriebskosten für die Wertmarken tragen, und der Nutzer muß sich mit speziellen Wertmarken bevorraten.

Die Geld- bzw. Wertmarkenbehälter in Münzzahleinrichtungen verleiten zu Diebstahl und Vandalismus, und es ist ein hoher Personalaufwand für die Leerung des Geldsammelbehälters nötig.

4.6.3 Magnetkarte

Die Magnetkartenabrechnung ist heute das weitest verbreitete Abrechnungssystem bei Kartensystemen. Magnetkarten sind sehr einfach aufgebaut und von Zeiterfassungssystemen bis hin zum Bankwesen (EC-Karte) erprobt. Aufgrund der großen Verbreitung ist das System ausgereift und preiswert. Zur Zeit stößt es allerdings immer dann an die Grenzen seiner Leistungsfähigkeit, wenn große Datenmengen verwaltet werden sollen oder hohe Sicherheitsanforderungen an das System gestellt werden. Die Bezahlung erfolgt im voraus beim Erwerb der Karte, und diese wird dann durch Herabsetzen des Guthabensaldos auf dem Magnetstreifen entwertet. Verliert der Nutzer seine Karte, ist auch der codierte Geldbetrag verloren; dafür ist der Bezahlvorgang wesentlich komfortabler als beim Münzsystem.

Die Lebensdauer der Magnetkarte wird stark durch mechanische Einflüsse beschränkt. Zerkratzen des Schutzfilms über dem Magnetstreifen und Biegeschäden an der Karte verkürzen die Lebenszeit.

Partielles Lesen oder Beschreiben des Magnetstreifens ist nicht möglich. Dadurch muß immer der gesamte Informationsgehalt auf dem Magnetstreifen vollständig korrekt gelesen und geschrieben werden, und die Wahrscheinlichkeit von Datenübertragungsfehlern steigt. Bei verschmutzten Kontakten, die im Außenbereich häufiger als in Innenräumen auftreten, kann es zu Fehlern beim Datentransfer kommen, da die Kontaktköpfe bei den Lesegeräten offen liegen. Aus diesem Grund soll der Einsatz der Magnetkarte für die Stromtankstelle nicht untersucht werden.

4.6.4 Chipkarte

Kostenabrechnungen mit Chipkarten können nach zwei Arten erfolgen:

- mit **Speicherchipkarten** (ohne Verbindung zu einer Zentrale) und
- mit **Prozessorchipkarten** (mit online-Verbindung zu einer Zentrale).

Bei Speichersystemen werden sog. **Speicherchipkarten** an die Kunden ausgegeben. Sie werden im voraus bezahlt und berechtigen den Kunden an der Stromtankstelle zum Laden eines bestimmten Stromkontingents. Bei jedem Ladevorgang wird der Wertvorrat auf der Karte um den Wert der geladenen Energiemenge herabgesetzt. Wenn die Karte vollständig entwertet ist, muß sie erneuert oder aufgewertet werden.

In einem Teil der weiteren Betrachtungen werden Speicherkarten ausschließlich unter dem Aspekt der Erlangung einer Zugangsberechtigung bei Pauschalsystemen genutzt, d.h. sie haben keine Wertspeicherfunktion, wenngleich sie für den Nutzer einen Wert darstellen, weil sie ihn zum Laden berechtigen. Die Karten werden im voraus pauschal bezahlt.

Die **Prozessorchipkarte** (Buchungs- oder Dauerkarte) unterscheidet sich von der Speicherchipkarte durch die selbständigen Rechenoperationen, die auf ihr vorgenommen werden können. Bei Verwendung der Prozessorchipkarte in Verbindung mit einer Zentrale werden die Ladevorgänge online verfolgt, d.h. der Abbuchungsvorgang erfolgt zeitgleich mit dem Ladevorgang oder später auf dem entsprechenden Konto des Nutzers. Für den Datentransfer muß eine Verbindung vom Schreib-/ Lesegerät der Stromtankstelle zu der zentralen Abrechnungsstelle geschaffen werden. Diese Verbindung kann mittels Datenfernübertragung (DFÜ) vorgenommen werden. Die TELEKOM bietet zur Übertragung von binären Daten eine Wählverbindung zwischen Endgerät (Stromtankstelle) und Zentrale an. Durch den Wählvorgang ergeben sich allerdings viele Störmöglichkeiten. Als Alternative bietet die TELEKOM die Standleitung an. Diese Art der Verbindung ist teurer, weil der Leitungsweg

von anderen Teilnehmern des Fernsprechnetzes nicht genutzt werden kann. Sie kann aber eine Überwachungsfunktion enthalten: Eine Störung, z.B. eine Unterbrechung der Verbindung, wird sofort angezeigt.

Die Lücke zwischen den beiden beschriebenen Systemen schließt der TEMEX-Dienst der TELEKOM. Die Verbindung zwischen Endgerät und Zentraleinheit wird bei TEMEX als "virtuelle" Standleitung bezeichnet. Eine virtuelle Standleitung verhält sich wie eine physische Standleitung. Der Vorteil liegt in den wesentlich geringeren Gebühren gegenüber einer physischen Standleitung, weil die Leitungen auch für andere Teilnehmer nutzbar bleiben. Die Gebühren bewegen sich heute zwischen 3.- und 60.- DM/ Monat je nach Umfang der Übermittlungsdaten. Nach Aussagen der TELEKOM ist in den nächsten Jahren zwar mit Gebührenerhöhungen für den TEMEX-Dienst zu rechnen, aber für ein Stromtankstellenprojekt würden Sonderabkommen die Gebühren auf annähernd dem heutigen Niveau halten können.

Trotz der geringen abzurechnenden Werte führt der Computereinsatz auch bei geringen Geldbeträgen zu Rationalisierungseffekten, da sich gerade in Dienstleistungsbereichen mit hohem Kundenaufkommen zentral verwaltete, kartengestützte Abrechnungsverfahren immer weiter durchsetzen werden. Sie sind in den öffentlichen Telefonzellen (Prozessorkarten/Telekarten) und EC-Automaten erprobt. Die Zahlungsweise wird als **Bedarfszahlung** bezeichnet, weil die Ladekosten pro Tankvorgang nachträglich und separat von einem Konto abgebucht werden.

Man kann die Prozessorchipkarte auch als reine, im voraus zu bezahlende Speicherkarte verwenden. Damit hält man sich für die Zukunft die Option offen, auf die Mikro-Prozessornutzung umzusteigen, ohne das teure Kartenherstellungs- und Verteilverfahren für die Altkunden erneut durchlaufen zu müssen.

Durch die Kombination einer Codenummer und einer Speicherkarte wäre wie bei den bekannten Bargeldautomaten der Euroscheckzentrale eine Zuordnung von Nutzer und Konto möglich.

Gegenüber den Systemen ohne Zentralanbindung entstehen dem Betreiber durch die Kontoführung für jeden Kunden und die Datenfernübertragung zusätzliche Kosten. Die Kosten für die Kontierung ist stark von der Anzahl der Nutzer abhängig, denn die Standardisierung des Verfahrens und die damit verbundenen Rationalisierungen sind erst bei einer größeren Kundenzahl möglich.

Kontaktkarte oder kontaktlose Karte: Bei heute gebräuchlichen Kontaktkarten werden die Daten über einen elektronischen Schiefkontakt von der Karte abgenommen bzw. auf sie

übertragen. Der Kontakt verschleißt mit der Zeit. Um eine korrekte Übertragung der Daten zu gewährleisten müssen die Kontakte sauber aufeinander liegen. Reif- oder Eisglätte, Schmutz und Staub gefährden die fehlerfreie Übertragung der Daten. Prozessorchipkarten haben keine Kontakte; sie übergeben ihre Daten kontaktlos, über Sende- und Empfangsantennen, an das Lesegerät. Der Vorteil liegt in der hohen Übertragungssicherheit und in der Möglichkeit, die Karte in allen vier Einschubrichtungen zu verwenden (Lageninvarianz). Besonders bei schlechten Lichtverhältnissen wird dem Elektrofahrzeugnutzer dadurch die Handhabung der Karte erleichtert. Das System entspricht dem technischen Standard, allerdings entstehen durch die heute noch geringen Anwenderzahlen hohe Kosten bei der Nutzung.

4.6.5 Pauschalabrechnung

Die vorangegangenen Beschreibungen von möglichen Abrechnungssystemen zeigen, daß die energiebezogene Abrechnung für Stromtankstellen ohne Neuentwicklungen möglich ist, weil ähnliche Systeme in Telefonzellen und an Bankautomaten schon installiert und erprobt sind. Aber sie ist teuer, vor allem wenn man die abzurechnenden Werte zugrundelegt. Deshalb sollen jetzt Systeme mit Pauschalabrechnung diskutiert werden. Eine Pauschalabrechnung ist attraktiv, weil die abzurechnenden Werte pro Zeiteinheit (die stündlich anfallenden Energiekosten bei ca. -.25 bis -.30 DM/kWh und einer 230 V/16 A-Absicherung betragen nicht mehr als 1.- DM) gewöhnlich geringer sind, als die heute gezahlten Parkgebühren, die mancherorts schon 5.- DM/h betragen. Deshalb ist das Pauschalabrechnungssystem mit zeitbezogener Abrechnung sehr häufig günstiger, weil vor allem keine teuren geeichten Energiezähler installiert werden müssen.

Eine Pauschalabrechnung kann auf mehrere Arten durchgeführt werden.

Auf privatem Gelände ist möglich:

- Pauschale Verrechnung innerhalb stündlicher Parkgebühren
- Pauschale Verrechnung innerhalb monatlicher Parkgebühren
- Kostenloser Strom als Kundenservice auf Parkplätzen von Einkaufszentren, Banken, Restaurants, etc.

Auf öffentlichem Gelände, insbesondere am Straßenrand, kommen aus konzessionsrechtlichen Gründen für die Pauschalabrechnung in erster Linie bewirtschaftete Parkflächen in Frage, weil dort, wie oben erwähnt, eine Verrechnung des Strompreises mit den Parkgebühren inöglich ist. Es ist dabei eine pauschale Standgebühr unter Verwendung einer Ausweiskarte oder einer Chipkarte mit Erkennungsparametern denkbar. Dabei zahlen alle Eigentümer von

Elektrofahrzeugen periodisch einen Pauschalbetrag gemäß dem Energieverbrauch ihres Fahrzeugs. Eine Ladeberechtigung könnte an der Windschutzscheibe vermerkt sein und/oder durch eine Abfrage im Lesegerät erfolgen. Eine Verbindung zu einer Zentrale besteht nicht.

Wer viele Fahrten mit dem Elektrofahrzeug statt mit dem konventionellen verbrennungsmotorisch angetriebenen Fahrzeug durchführt, wird beim Pauschalssystem belohnt. Er wird dadurch allerdings nicht zum Sparen angeregt. Beim Betreiber fallen keine Kosten für eine individuelle Abrechnung an, und die Kundenverwaltung kann stark standardisiert werden.

Ein funktionierendes Pauschalssystem ist das Umweltkartensystem von Verkehrsbetrieben. Die Nutzer dieser Karte bezahlen z.B. in Berlin monatlich 65.- DM und dürfen beliebig häufig das gesamte Berliner Verkehrsnetz der BVG benutzen. Die Karte ist übertragbar.

Das für **private Haupt-/ Nachladestellen** vorgeschlagene Pauschalssystem in Parkhäusern und Einkaufszentren ist ein **Vorauszahlungssystem**, weil die Karte als Zugangsberechtigung pauschal im Voraus bezahlt wird. Hauptladestellen bei Ein- und Mehrfamilienhäusern werden selten nach dem Pauschalssystem behandelt werden, da Eigentümer und Nutzer in den meisten Fällen nach **Bedarf** zu bezahlen wünschen.

An **öffentlichen Haupt-/ Nachladestellen** würde bei Anwendung der Pauschalabrechnung die Zugangsberechtigung ebenfalls im Voraus erkauft werden.

4.6.6 Bewertungskriterien der Abrechnungssysteme

Kriterien für die Bewertung der vorgestellten Abrechnungssysteme sind:

- Einfachheit der Abrechnung
- Sicherheit vor Täuschungsversuchen
- Wartung/Instandhaltung und Schutz vor Vandalismus/Diebstahl
- Überwachung
- Aufwand für den Zahlungsverkehr

Einfachheit der Abrechnung:

Die **Einfachheit der Abrechnung** wird durch den Aufwand bestimmt, den der Stromtankstellenbesitzer betreiben muß, um seine Vergütung zu erhalten. Während bei

Münzzahleinrichtungen der Bezahlvorgang direkt an der Stromtankstelle erfolgt und ein hoher Aufwand für das Einsammeln der Münzen betrieben werden muß, wird bei der **Pauschalabrechnung** zentral eine Karte verkauft oder ein separater Vertrag zur Führung eines Kontos geschlossen. Dann wäre lediglich eine Abbuchung pro Abrechnungszeitraum vorzunehmen. Noch einfacher ist eine Prozessorchipabrechnung mit einer online-Verbindung zur Zentrale; es entstehen allerdings zusätzliche Kosten für die Datenfernübertragung.

Wie hoch der konkrete Aufwand für die Abrechnungssysteme jeweils ist, hängt stark von der Anzahl der Nutzer ab. Je größer der Nutzerkreis, desto stärker kann das jeweilige Verfahren standardisiert und rationalisiert werden. Die Bandbreite der Rationalisierungsmöglichkeiten bei einem **Kartensystem** sind erfahrungsgemäß wesentlich höher als bei einem Münzzahlsystem, denn bei dem Münzzahlsystem müssen bei steigender Kundenzahl auch entsprechend mehr Sammelgänge durchgeführt werden, damit die Geldbeträge in den Geldkassetten nicht zu stark ansteigen und zum Diebstahl verleiten.

Sicherheit vor Täuschungsversuchen:

Die Münz- und Wertmarkenerkennung in **Münzzahleinrichtungen** erfolgt feinmechanisch. Dadurch ist das System sehr anfällig für Veränderungen der Luftfeuchtigkeit und Temperatur. Die Mechanik darf weder so fein justiert sein, daß sie bei Temperatur- und Feuchtigkeitsänderungen keine Münzen mehr akzeptiert, noch darf die Erkennung so grob sein, daß sie andere als die geforderten Münzen annimmt. Dieser Anforderung werden die mechanischen Münzprüfgeräte nur unter günstigen Bedingungen gerecht. Daraus ergibt sich eine geringe Sicherheit vor Täuschungsversuchen für die Münzgeräte.

Magnetkarten lassen sich kopieren. Der Vorgang ist mit der Aufwertung von Dauerkarten vergleichbar. Magnetkarten lassen sich an einer Magnetkarten-Codierstation wieder aufwerten. Die Sicherheit vor Täuschungsversuchen ist noch im Mittelfeld anzusiedeln, da das benötigte Fachwissen und die technische Ausstattung für Manipulationen nur vereinzelt vorhanden sind.

Speicherchipkarten haben gegenüber den Magnetkarten den Vorteil, schwerer kopierbar zu sein. Der Chipaufbau wird von den Chip- und Kartenherstellern geheim gehalten. Deshalb bieten sie einen wesentlich besseren Schutz vor Täuschungsversuchen. Speicherkarten unterteilen sich hinsichtlich der Sicherheit in Speicherkarten ohne Schutzfunktion (I²C-Bus) und Speicherkarten mit Sicherheitslogik und ggf. mit Personenidentifikationsnummer (PIN) - Zugangsschutz.

Prozessorkarten bieten weiteren Schutz gegenüber Täuschungsversuchen, denn sie haben immer einen PIN - Zugangsschutz, dazu ggf. einen zusätzlichen Verschlüsselungsmechanismus und ein Autorisierungsverfahren zwischen Karte und Endgerät. Plausibilitätsprüfung, Referenznummer und PIN machen ein so ausgestattetes System extrem sicher gegen Mißbrauch. Darüber hinaus bietet eine vorhandene online-Buchung (z.B. über TEMEX-Leitungen) auch besondere Fernüberwachungsmöglichkeiten.

Wartung/Instandhaltung und Schutz vor Vandalismus/Diebstahl:

Mechanische Münzzahlgeräte sind störanfälliger und müssen häufiger gewartet werden als elektronische Kartenleser, wie Erfahrungen bei der TELEKOM zeigen. Außerdem werden sie häufiger bei Diebstahlversuchen zerstört.

Für Münzzahlgeräte liegen Werte für die Wartung/Instandhaltung und Vandalismus/Diebstahl sowie Täuschungsversuche bei Münzfernsprechern der TELEKOM vor. Der dort ermittelte Wert von 140.- DM/Jahr pro Zelle könnte auch für Stromtankstellen eingesetzt werden.

Bei Kartengeräten mit Magnet- und Chipkarten tritt lediglich blinder Vandalismus auf, denn es gibt keinen finanziellen Grund, die Geräte aufzubrechen oder zu zerstören. Die nicht anfälligen Schreib-/Lesegeräte lassen einen geringen Gesamtwartungsaufwand erwarten.

Überwachung:

Je genauer der Betreiber anfallende Schäden einzelnen Nutzern zuordnen kann, desto mehr werden die Nutzer auf den sorgsamen Umgang mit den Anlagen achten. Die Anonymität des Zahlungsmittels läßt Münzzahlssysteme bei den Überwachungsmöglichkeiten am schlechtesten abschneiden.

Bei Kartensystemen ohne online-Verbindung, bei denen die Ausweis- bzw. Chipkarten übertragbar sind, ist die Überwachungsmöglichkeit im Mittelfeld anzusiedeln.

Prozessorchipkarten bieten die besten Überwachungsmöglichkeiten, da die PIN-Eingabe den Nutzer oder seinen gewählten Vertreter klar identifiziert. Zudem kann der Ladevorgang fernüberwacht werden.

Aufwand für den Zahlungsverkehr:

Der Aufwand für den Zahlungsverkehr richtet sich nach den Transferkosten für die Zahlungsmittel. Bei Münzsystemen muß ein hoher Aufwand für das Einsammeln der Münzen betrieben werden, deshalb liegen sie zusammen mit dem Prozessorchipkartensystem, bei dem ein hoher Aufwand für Kontierung und Datenfernübertragung (DFÜ) geleistet werden muß, am Ende der Skala. Im Mittelfeld befinden sich die Speicherchipkartensysteme, bei denen die Wertkarte an einem Schalter oder Automaten direkt bezahlt wird.

Das Pauschalssystem erscheint als das günstigste, denn dort werden für jeden Nutzer monatlich identische Raten verbucht, und das Geld kann bargeldlos überwiesen werden.

4.6.7 Bewertungsmatrix

Bewertet man die genannten Abrechnungsverfahren hinsichtlich der aufgeführten Kriterien nach einer Bewertungsskala mit Noten von 1 (sehr gut) bis 5 (mangelhaft), erhält man die Tabelle 4-1. In Bild 4-7 sind die Durchschnittsnoten grafisch dargestellt, die gleichzeitig die Höhe des Aufwandes veranschaulichen.

Kriterium	Münzen/ Jetons	Magnet- karte	Speicher Chipkarte	Prozessor Chipkarte	Pauschal
Einfachheit der Abrechnung	2	2	3	4	1
Sicherheit vor Täuschung	4	4	2	1	3
Wartung/ Instandhaltung	5	4	2	1	2
Überwachung	5	3	3	1	3
Aufwand für den Zahlungsverkehr	5	2	2	4	1
Summe	21	15	12	11	10

Tabelle 4-6: Bewertungsmatrix

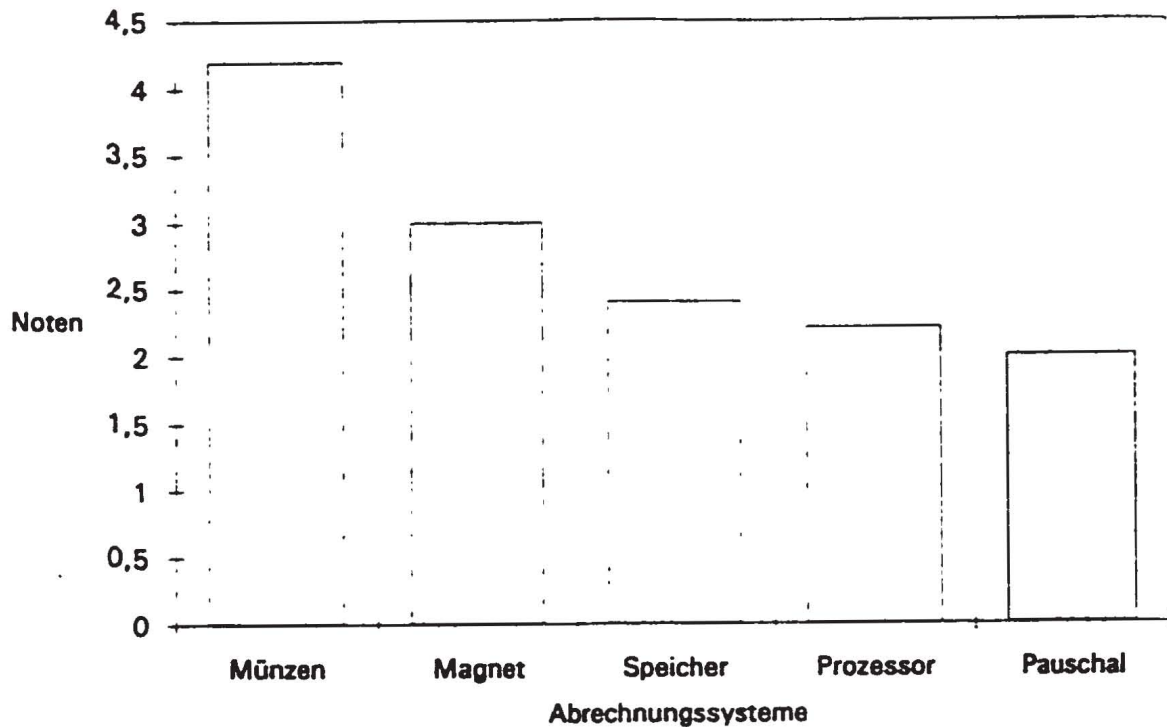


Bild 4-7: Höhe des Aufwandes

Am schlechtesten schneidet das Münzverfahren bei der Bewertung ab. Abgesehen von der Einfachheit der Abrechnung liegen alle Bewertungen unter dem Durchschnitt.

Die Magnetkarte erhält schlechte Noten für ihre geringe Fälschungssicherheit, die mechanische und elektromagnetische Anfälligkeit der Karten und die mittelmäßigen Überwachungsmöglichkeiten.

Die Speicherchipkarte gehört in das Feld der Datenträger mit gutem Gesamtergebnis. Die Bewertung verteilt sich homogen über alle Kriterien; das spricht für eine breite Einsetzbarkeit.

Die Prozessorchipkarte liegt trotz des hohen verwaltungstechnischen Aufwands für Datenfernübertragung und Kontierung an zweiter Stelle. Werden Prozessorchipkarten ohne online-Verbindungen eingesetzt, wäre der hohe Kartenpreis nicht gerechtfertigt und die Möglichkeiten der Karte nicht ausgeschöpft.

Die beste Bewertung erhält das Pauschalssystem. Die Einzelergebnisse sind direkt konträr zu denen der Prozessorkarte. Die Einsatzbereiche beider Systeme sind auch in der Praxis direkt entgegengesetzt. Während bei der Prozessorkarte ein enger Zusammenhang zwischen Ladebeträgen, Ladezeiten, Ladeorten und Nutzer hergestellt wird, fragt das System bei der Pauschalabrechnung allein die Zugangsberechtigung ab. Um sparsamen Energieeinsatz zu gewährleisten sollte langfristig der Energieverbrauch, der Umweltbelastung verursacht, in dem Abrechnungssystem berücksichtigt werden. Die Systeme mit den besten Bewertungen können in der Zukunft zeitlich nacheinander kombiniert angewendet werden. Beginnend mit einem Pauschalssystem auf Speicherchipkartenbasis über ein Pauschalssystem auf

Prozessorchipkartenbasis bis hin zu einem reinen Prozessorkartensystem könnten sich die Abrechnungsverfahren in der Zukunft entwickeln.

Bei anfänglich kleinen Nutzergruppen und wenigen Stromtankstellen muß die Abrechnung und der Geldtransfer einfach sein, weil die hohen Kosten für Rationalisierungsinvestitionen bei kleinen Nutzergruppen in der Regel nicht aufgebracht werden können. Hier bietet sich das Pauschalsystem an.

Bei steigender Nutzerzahl kann später auf das Prozessorchipkartensystem umgestiegen werden. Dort sind die größten Potentiale für eine standardisierte Abrechnung vorhanden, wenn die Anzahl der Nutzer sehr hoch ist.

4.7 Realisierte Beispiele

Einige ausgeführte Beispiele, wie Stromtankstellen in der Praxis aussehen können, zeigen die Bilder 4-8 bis 4-10. Anschließend sind sie an Hand einiger Details beschrieben.

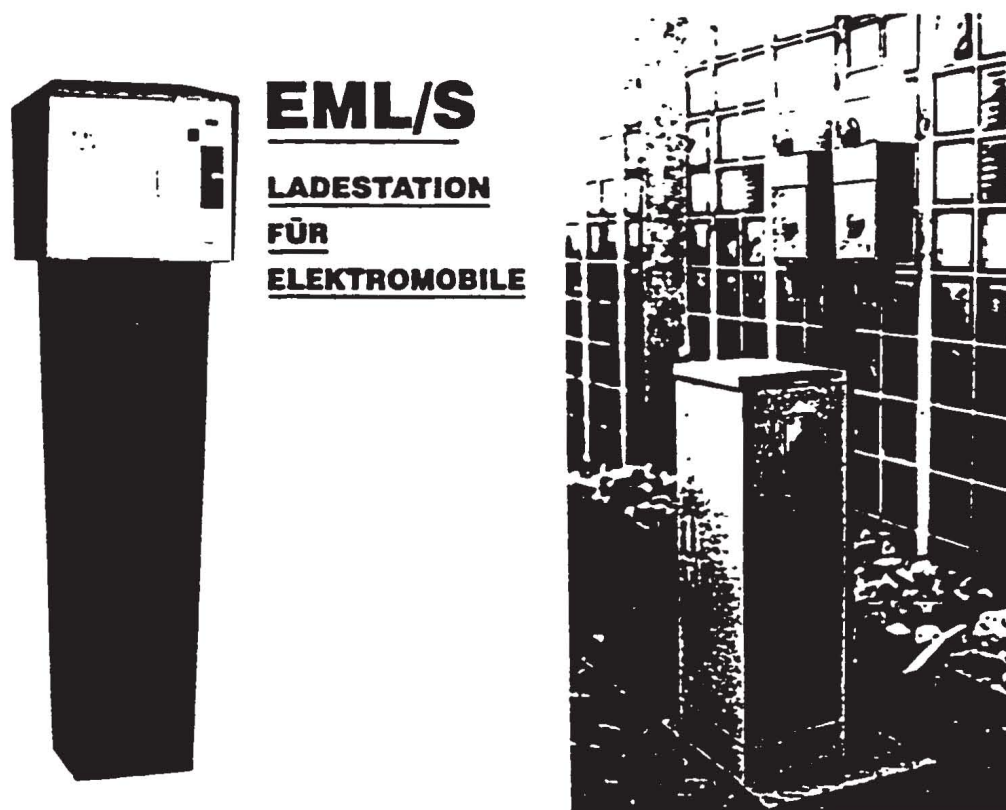


Bild 4-8: Ausgeführte Beispiele von Stromtanksäulen (Nr. 1 und 2)

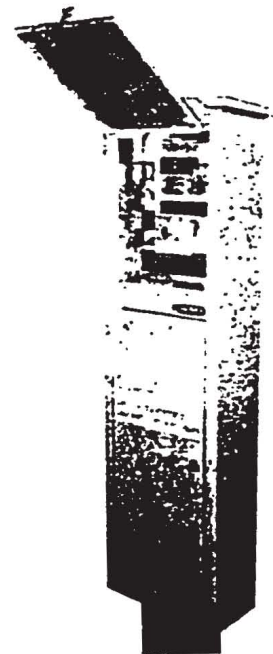
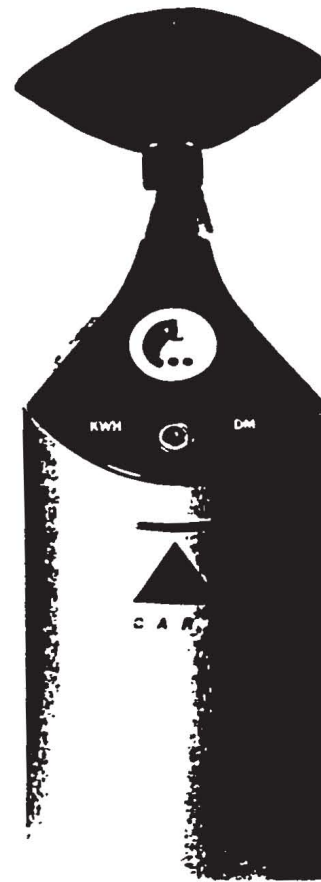


Bild 4-9: Ausgeführte Beispiele von Stromtanksäulen (Nr. 3 bis 6)

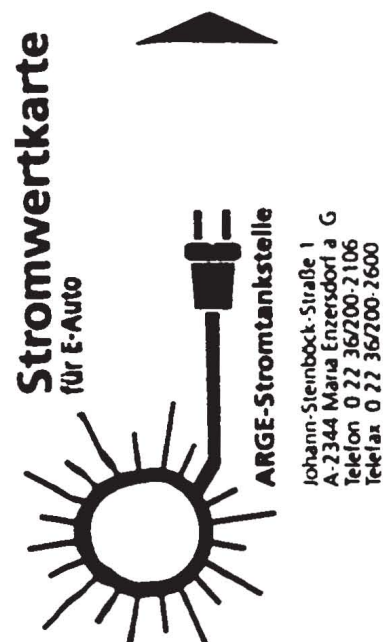


Bild 4-10: Ausgeführtes Beispiel einer Stromtanksäule und einer Speicherchipkarte (Nr. 7)

1) Firma K.Biesinger

Serienmodell:	ja
Abrechnungssystem:	Münze oder Key-Card
Steckdosen:	1 x Schuko, 1 x CEE 230 V/16 A
Besonderheiten:	Stand- und Wandsysteme

2) Dipl.-Ing. J.Kasper

Serienmodell:	ja
Abrechnungssystem:	Münze
Steckdosen:	2 x CEE 230 V/16 A
Besonderheiten:	Kombination mit herkömmlicher Parkuhr

3) Arbeitsgemeinschaft Solartechnik Kassel

Serienmodell:	nein
Abrechnungssystem:	gratis
Steckdosen:	230 V Schuko
Besonderheiten:	mit Photovoltaik gekoppelt

4) TU Berlin

Serienmodell:	nein
Abrechnungssystem:	Karte
Steckdosen:	1 x 230 V-Schuko
Besonderheiten	Design-Studie eines Studenten der HdK Berlin

5) Solartankstelle Messengelände Hannover

Diese Solarstromtankstelle dient sowohl der Ladung der auf dem Messengelände eingesetzten Elektro-Rundfahrtbusse als auch der Netzeinspeisung. Mit einer installierten Spitzenleistung von 15 kW erzeugt sie im Jahr rund 12.000 kWh.

6) VSE Schweiz

Serienmodell:	ja
Abrechnungssystem:	Münze
Steckdosen:	1 x Schuko
Besonderheiten:	Standsystem

7) Arbeitsgemeinschaft Stromtankstelle Österreich

Serienmodell:	ja
Abrechnungssystem:	Münze oder Karte
Steckdosen:	
Besonderheiten:	Standsystem und Karte mit originellem Design

4.8 Betriebswirtschaftliche Betrachtung

Für die in Abschnitt 4.6 vorgestellten Konzepte für Stromladestellen mit unterschiedlichen Abrechnungssystemen soll versucht werden, eine betriebswirtschaftliche Abschätzung auf der Basis der Preise für Installation und Betrieb zum Zeitpunkt Januar 1992 vorzunehmen. Die angegebenen Preise wurden bei verschiedenen Firmen erfragt und bilden nur Anhaltspunkte, d.h. sie sind in keiner Weise festgelegt oder bindend. Den Abschluß bildet eine Kostenmatrix, mit der erstmals ein Vergleich der jährlichen Kosten für Stromladestellen mit unterschiedlichen Abrechnungsverfahren auf der Basis der Abschreibungskosten für die Installation sowie der Betriebskosten angestrebt wird.

Die entstehenden Kosten lassen sich in **allgemeine Installationskosten**, **abrechnungsabhängige Installationskosten** und **Betriebskosten** einteilen.

4.8.1 Allgemeine Installationskosten

Unabhängig vom Abrechnungssystem fallen bei allen Stromladestellen Kosten für das Genehmigungsverfahren, die Tiefbau- und Stromverlegungsarbeiten, das Strommanagement in der Stromladestelle und die Zählereinheit in der Ladestelle an. Die Kostenbetrachtung soll sich zuerst auf diese, für alle Ladestellen gleichen Bestandteile beziehen.

Die genaue Kostenermittlung der einzelnen Posten befindet sich im Anhang im Anschluß an dieses Kapitel, getrennt nach Installations- und Betriebskosten. Die Zahlen in Klammern verweisen auf den jeweiligen Ort im Anhang.

Genehmigungsverfahren

Für private Haupt-/ Nachladestellen entfällt das Genehmigungsverfahren.

Für öffentliche Haupt-/ Nachladestellen betragen die Kosten für die Genehmigung zur Aufstellung, die lt. Unterabschnitt 4.6.1 notwendig ist, ca. 900.- DM und die zur Sondernutzung des Straßenlandes ca. 800.-. Die Gesamtkosten des Genehmigungsverfahrens betragen ca. 1.700.- DM. Sie werden auf 99 Jahre abgeschrieben.

Tiefbau- und Stromverlegungsarbeiten für private Haupt-/ Nachladestellen

Steht das Fahrzeug in einer Garage oder auf einem Stellplatz neben dem Haus, sind die Kosten für die Installation einer Ladestelle die geringsten gegenüber allen anderen Varianten.

Kosten pro Ladestelle im Einfamilienhaus (A1): ca. 610.- DM

Durchschnittskosten pro Ladestelle am Mehrfamilienhaus $((A2)+(A3))/2$: ca. 320.- DM

Kosten pro Ladestelle im Einkaufszentrum/ Parkhaus (A4): ca. 290.- DM

Tiefbau- und Stromverlegungsarbeiten für öffentliche Haupt-/ Nachladestellen

Kosten pro Ladestelle am Straßenrand (A5): ca.1.020.- DM

Zentrales Abrechnungssystem (ZAE):

Durchschnittskosten pro Ladestelle:

-bei vier Plätzen $((A6)+(4 \cdot A7))/4$: ca. 670.- DM

-bei acht Plätzen $((A6)+(8 \cdot A7))/8$: ca. 500.- DM

Strommanagement in privaten Haupt-/ Nachladestellen

Zum Strommanagement werden alle Komponenten gezählt, die weder zur Installation noch zum Abrechnungssystem gehören, d.h. Kosten für den Hausanschluß, die Sicherungen, die Fehlerstrom-Schutzvorrichtung, die Steuerlogik für die Lade- und die Steuerströme, ggf. die Software, den Standfuß und den Betonsockel, den Zugang für das EVU mit Schloß und das Gehäuse.

Kosten pro Ladestelle am Einfamilienhaus (A8): ca. 610.- DM

Durchschnittskosten pro Ladestelle am Mehrfamilienhaus $(A10+A8)/2$: ca.1.110.- DM

Kosten pro Ladestelle im Parkhaus bzw. Einkaufszentrum (A8): ca. 610.- DM

Kosten für den Zwischenzähler (A9): ca. 850.- DM

Strommanagement in der Stromladestelle für öffentliche Haupt-/ Nachladestellen

Kosten pro Ladestelle am Straßenrand (A11): ca.5.755.- DM

Zentrales Abrechnungssystem (ZAE):

Durchschnittskosten pro Ladestelle

-bei vier Plätzen $((A12)+(4 \cdot A13))/4$: ca.3.670.- DM

-bei acht Plätzen $((A12)+(4 \cdot A13))/4$: ca.2.840.- DM

4.8.2 Abrechnungssystemabhängige Installationskosten

Abrechnungssysteme werden in der vorliegenden Betrachtung nur bei öffentlichen Haupt-/ Nachladestellen eingesetzt. Abhängig vom Abrechnungssystem fallen Kosten für die Systeme in folgender Höhe an:

Kosten pro Stromladestelle

- ohne online Verbindung (A14): ca. 440.- DM

- mit online Verbindung (A15): ca.2.940.- DM

Kosten für die Zahlungsmittelerkennung:

Kosten pro Ladestelle für das elektronische Münzprüfgerät(A16): ca. 480.- DM

Kosten pro Ladestelle für die Magnetkartenstation (A17): ca.1.500.- DM

Kosten pro Ladestelle für die Chipkartenstation (A18): ca. 540.- DM

Kosten pro Ladestelle für das Pauschalsystem (A19): ca. 420.- DM

Zinsverlust

Es wurde versucht, die jeweiligen Kostenanteile in den Installationskosten detailliert anzugeben, um darin Unterschiede der einzelnen Abrechnungssysteme aufzuzeigen. Unter Zinsverlust sind die entgangenen Zinseinnahmen für das Kapital zu verstehen, das für die Installation aufgewendet wurde. Es wurde ein jährlicher Zinsfuß von 8% gewählt. Die Zinsen werden jährlich entnommen.

4.8.3 Betriebskosten

Betriebskosten fallen für Wartung und Instandhaltung sowie für Zahlungsmittelherstellung und -vertrieb an. Sie werden wiederum in Abhängigkeit von den Abrechnungssystemen ermittelt.

Wartung und Instandhaltung

Wartungskosten entstehen durch die Reparatur, die Reinigung und die Pflege der Stromtankstellen.

Für 140.000 Münzzahleinrichtungen in öffentlichen Münzfernsprechern der TELEKOM wurden 1991 in den alten Bundesländern 20 Mio.- DM an Wartungs- und Instandhaltungskosten ausgegeben.

geschätzte Kosten pro Stromtankstelle in Analogie dazu ca. 140.- DM/a

Die elektronische Speicherchipkartenabrechnung weist eine Ausfallrate von 0,1 % für die Schreib-/ Lesegeräte auf, und die Ausfallrate durch Beschädigungen nach Diebstählen ist aufgrund des fehlenden finanziellen Interesses sehr gering. Die Beschädigungen werden nur durch "blinden Vandalismus" verursacht. Es ist mit geringerem Gesamtwartungsaufwand als bei Münzgeräten zu rechnen. Statistisches Material liegt, wegen der geringen Anwendungszahl, nicht vor.

geschätzte Kosten pro Stromtankstelle ca. 100.- DM/a

Bei einem Prozessorchipkartengerät, das mit einer Leitzentrale über ein Datenfernübertragungsnetz (DFÜ) verbunden ist, erfolgt des weiteren eine Fernüberwachung der Ladestellen; dadurch können Routinekontrollfahrten entfallen, und die Ferndiagnosedaten ermöglichen dem Techniker, sich gezielt auf die anstehende Reparatur vorzubereiten. Die Kosten für die Wartung des Leitungsnetzes sind in den Kosten für die Dienstleistung der TELEKOM enthalten.

geschätzte Kosten pro Stromtankstelle ca. 70.- DM/a

Zahlungsmittelherstellung und -vertrieb

Bei Münzzahleinrichtungen fallen keine Kosten für die Zahlungsmittel beim Betreiber an (Wertmarkensysteme werden hier nicht betrachtet).

Bei **Kartensystemen** werden als Erstausrüstung einheitlich 500 Karten produziert. Die Karten dienen anfänglich größtenteils Präsentationszwecken. Der geringere Teil ist zur Ausgabe an Kunden bestimmt. Bei den kleinen Stückzahlen ist mit Druckkosten von ca. 5.- DM/Karte für einen einfarbigen Druck zu rechnen. Die Druckkosten für die Erstausrüstung zzgl. einmaliger Layoutkosten von ca. 180.- DM, ohne die noch nicht quantifizierbaren Vertriebskosten betragen ca. 2680.- DM. Bei 10 Stromtankstellen entfallen auf jede Installation ca. 270.- DM, auf 6 Jahre verteilt, ergibt sich ein jährlicher Abschreibungssatz für die Druckkosten ca. 45.- DM

Bei der Herstellung einer **Magnetkarte** mit Werbeaufdruck machen die Kosten des Werbeaufdrucks ein Vielfaches der Kosten für die Herstellung der Plastikkarte mit dem aufgebracht Magnetstreifen aus. Für eine Magnetkarte wird allgemein ein Preis von ca. 250 DM/Karte angegeben. Die Herstellkosten für die Erstausrüstung betragen ca. 1.250.- DM. Bei 10 Stromtankstellen entfallen auf jede Installation ca. 125.- DM, auf drei Jahre verteilt /Hoffmeister, 1991, S.14/, ergibt sich ein jährlicher Abschreibungssatz für die Kartenerstausrüstung ca. 40.- DM

Um die Kosten der Kartennutzung für den Anwendungsbetreiber zu senken, bieten sich Mehrfachnutzungen an. Dazu sollten die ISO-Normen eingehalten werden, um die Kompatibilität der Anwendungen zu erreichen. Neben der Kompatibilität bietet die Einhaltung der ISO-Normen dem Anwendungsbetreiber große Kostenvorteile. Die Post hat in ihrer Vorreiterrolle im Kartenzahlungsverkehr viele Standards gesetzt, die später als ISO-Normen übernommen wurden. Die geleistete Entwicklungsarbeit wurde auch finanziell von der Post getragen und muß nicht mehr am Markt durch die Verkaufspreise der Karten erwirtschaftet werden. Je mehr Anwender die ISO-Normen beachten, desto stärker sinken, durch die Kostendegression, die Produktionskosten pro Karte.

500 **Speicherchipkarten** kosten ca. 30.- DM pro Stück; damit ergibt sich ein Gesamtpreis (Erstausrüstung) von ca. 15.000.- DM. Die Herstellkosten für die Erstausrüstung betragen ca. 1.250.- DM. Bei 10 Stromtankstellen entfallen auf jede Installation ca. 1.500.- DM, auf sechs Jahre verteilt /Hoffmeister, 1991, S.14/, ergibt sich ein jährlicher Abschreibungssatz für die Kartenerstausrüstung ca. 250.- DM

Für 500 **Prozessorchipkarten** wird allgemein ein Gesamtpreis von ca. 50.- DM pro Stück angegeben; damit ergibt sich ein Gesamtpreis (Erstausrüstung) von ca. 25.000.- DM. Bei 10 Stromtankstellen entfallen auf jede Installation ca. 2.500.- DM, auf sechs Jahre verteilt, ergibt sich ein

jährlicher Abschreibungssatz für die Kartenerstaussstattung ca. 420.- DM

Bei Pauschaler Abrechnung ergibt sich ebenfalls ein
jährlicher Abschreibungssatz für die Kartenerstaussstattung ca. 250.- DM

4.8.4 Kostenmatrix

Mit den oben ermittelten Kosten der verschiedenen Systeme wurde eine Kostenmatrix aufgestellt, die zu einem Systemvergleich befähigt: Tabelle 4-2. Sie enthält jeweils für das Pauschal-, das Münz- und die Kartensysteme die jährlichen Kosten, getrennt nach Aufstellung auf privatem und öffentlichem Boden. Für private Ladestellen wurde nur ein Pauschalsystem angenommen.

Wie sich aus dem unteren Teil der Matrix ergibt, entstehen beim **Prozessorkartensystem** mit online-Verbindung die höchsten Kosten. Dafür sind einerseits die Kosten für die Datenfernübertragung, aber auch die hohen Kosten für die Erstinstallation verantwortlich.

Münzzahl- und Pauschalsystem auf öffentlichem Gelände (mit Chipkarten, aber ohne online-Verbindung) liegen mit ihren Kosten im Mittelfeld.

Als günstigstes System erweist sich das reine **Pauschalsystem auf privatem Gelände**. Für eine Nachladung sind die Installationen in Parkhäusern und Einkaufszentren die preisgünstigsten. Im Parkhaus können die vorhandenen Parkautomaten genutzt werden. Durch die Installation ergibt sich ein positiver Werbeeffekt, und nicht zuletzt wird ein besserer Auslastungsgrad in den Nachtstunden erreicht, wenn eine Hauptladung stattfinden kann. Die Ladestellen und Fahrzeuge stehen im Parkhaus geschützt; das erhöht die Lebensdauer.

In Einkaufszentren ist es besonders die Werbewirksamkeit der Installation von Stromtankstellen, die einen Teil der Kosten kompensiert.

Abschließend ist bemerkenswert, daß sich das Pauschalsystem sowohl in der Kosten- als auch in der Bewertungsmatrix als sehr geeignet erwiesen hat. Es würde die Einführung von Stromtankstellen begünstigen.

		Auf privaten Grundstücken			Auf öffentlichen Grundstücken			
		Eigenheim DM	Mehrfamilien- haus DM	Einkaufszon- tren/ Parkhaus DM	Einzeilsäule DM	Zentrales Abrechnungssystem bei 4 Säulen DM	bei 8 Säulen DM	
Pauschal- system	Abschreibungs- satz der Installa- tionskosten	Genehmigung			17	4	2	
		Tiefbau	31	16	15	34	26	
		Strommanagement	31	56	31	288	184	142
		Zwischenzähler		43	43			
		Grundkosten (Abr.)				22	22	22
		Chipkartenstation	98	182	140	21	21	21
	Zinsverlust			638	423	339		
	Zwischensumme	159	286	228	1037	552		
Betriebskosten	Betriebskosten	Wartung	10	30	100	100	100	
		Zahlungsmittel: Layout, Druck, Vertrieb				45	45	
		Herstellung				250	250	
		Summe	169	326		1432	1082	947
Münz- system	Abschreibungs- satz der Installa- tionskosten	Genehmigung			17	4	2	
		Tiefbau			51	34	25	
		Strommanagement			288	184	142	
		Münzprüfgerät			24	24	24	
		Zinsverlust			608	392	309	
		Zwischensumme			987	638	502	
Betriebskosten	Betriebskosten	Wartung			140	140	140	
		Summe			1127	778	642	
Karten- system (online)	Abschreibungs- satz der Installa- tionskosten	Genehmigung			17	4	2	
		Tiefbau			51	34	25	
		Strommanagement			288	184	142	
		Grundkosten (Abr.)			147	147	147	
		Chipkartenstation			27	27	27	
		Zinsverlust			848	632	549	
	Zwischensumme			1377	1028	892		
Betriebskosten	Betriebskosten	Wartung			70	70	70	
		DFÜ - Kosten			216	54	27	
		Layout, Druck, Vertrieb			45	45	45	
		Herstellung			420	420	420	
Summe				2128	1617	1454		

Tabelle 4-3: Kostenmatrix (Kosten pro Jahr)

Literaturverzeichnis zum 4.Kapitel

- /Blum, 1992/ Blum, W., "Stromverbrauch von Elektromobilen unter der Lupe", Vortrag auf der Tagung "Solarmobile im Alltag", Bern, Feb. 1992
- /Hautzinger, 1992/ Hautzinger, H., Tassaux, B., Hamacher, R., "Elektroauto und Mobilität", IVT Heilbronn, Jan. 1992
- /Hoffmeister, 1991/ Hoffmeister, W.: Chips kontra Magnetstreifen, In "ORGA Karten-Report", 4/1991, Dreieich, 1991
- /Jung, 1991/ Jung, H.-P.: Informationsblatt, Gegenüberstellung der Fördermaßnahmen für Elektrofahrzeuge in den Bundesländern, (Berliner Kraft- und Licht (BEWAG) AG), April 1991
- /Kalker, 1991/ Kalker, M., "Bausteine für die Energieversorgung von Elektro-Straßenfahrzeugen", Vortrag auf der Tagung "Batterien und Ladetechnik", Haus der Technik e.V., Essen, 1991
- /Naunin, 1991/ Naunin, D., "Konzepte und Modelle für die Einführung von Stromtankstellen für Elektrofahrzeuge in den Stadtkernen großer Städte", Berlin, Dez. 1991
- /Schweinberg, 1990/ Schweinberg, R.N., Ducat, G.A., Ross, H.R., Lechner, E.H., "Playa Vista Roadway powered electric vehicle demonstration project", Vortrag auf dem "Tenth International Electric Vehicle Symposium", Hong Kong, Dez. 1990
- /StE, 1992/ Ergebnisse einer Umfrage der "Studiengesellschaft für Elektrofahrzeuge Baden-Württemberg mbH" unter potentiellen Betreibern von Stromtankstellen für Elektrofahrzeuge, Baden-Württemberg, 1992
- /Tomazic, 1991/ Tomazic, G., "Erprobung der Zink-Brom-Batterie", Vortrag auf der Tagung "Batterien und Ladetechnik", Haus der Technik e.V., Essen, 1991
- /VFS, 1991/ Zuschüsse für Solaranlagen, Deutscher Fachverband Solarenergie e.V., in "Solar Mobil", Verein zur Förderung der Solarenergie in Verkehr und Sport e.V.(Hrsg.), Nr.2, Berlin, August 1991, S.11 f.

Anhang zum 4. Kapitel

Dieser Anhang enthält detaillierte Kosten für Installation und Betrieb von Stromtankstellen

Die angegebenen Preise sind bei verschiedenen Firmen erfragt; sie sind weder festgelegt noch bindend. Es wird vorausgesetzt, daß aus Sicherheitsgründen elektrische Installationen von konzessionierten Handwerksbetrieben durchgeführt werden.

- Installationskosten für mechanische und elektrische Komponenten

Kosten für Tiefbau- und Stromverlegearbeiten für eine Stromladestelle

(A1) Kosten für Tiefbau- und Stromverlegearbeiten für eine Wandladestelle im Einfamilienhaus:

- Ladestromkabel 12m, á ca. 7.- DM/m	ca. 84.- DM
- Steuerkabel 12m, á ca. 3.- DM/m	ca. 36.- DM
- Kabel verlegen ca. 10 DM/m	ca. 240.- DM
- Zwei Wanddurchbrüche für die Kabel	ca. 250.- DM
Kosten pro Stromladestelle:	ca. 610.- DM

(A2) Kosten für Tiefbau- und Stromverlegearbeiten für eine Wandladestelle in einem Parkhaus bzw. an einem Einkaufszentrum

Durch die Installation einer zweiten Ladestelle erhöhen sich die Gesamtkosten für die Tiefbauarbeiten um 20%.

Kosten pro Stromladestelle:	ca. 370.- DM
------------------------------------	---------------------

(A3) Kosten für Tiefbau- und Stromverlegearbeiten für eine Standladestelle am Mehrfamilienhaus:

- Erdarbeiten für die Kabelverlegung, 6m, á ca 35.- DM/m	ca. 210.- DM
- Materialkosten Kabel außerhalb des Gebäudes: Ladestromkabel 18m, á ca. 7.- DM/m (400 V (0,4 kV Netz) bis max. 100 A)	ca. 126.- DM
- Steuerkabel 18m, á ca. 3.- DM/m	ca. 54.- DM
- Kabel verlegen 36m, á ca. 3,50 DM/m	ca. 126.- DM
- Trassenband zur Abdeckung 18m, á -80 DM/m	ca. 14.- DM
Gesamtkosten für zwei Stromladestellen:	ca. 530.- DM
Kosten pro Stromladestelle:	ca. 265.- DM

(A4) Kosten für Tiefbau- und Stromverlegearbeiten für vier Wandladestellen in einem Parkhaus bzw. Einkaufszentrum:

- Ladestromkabel 30m, á ca. 7.- DM/m	ca. 210.- DM
- Steuerkabel 30m, á ca. 3.- DM/m	ca. 90.- DM
- Kabel verlegen ca 10 DM pro Meter	ca. 600.- DM
- Zwei Wanddurchbrüche für die Kabel	ca. 250.- DM
Gesamtkosten für vier Stromladestellen:	ca. 1.150.- DM
Kosten pro Stromladestelle:	ca. 290.- DM

(A5) Kosten für Tiefbau- und Stromverlegearbeiten für eine Standladestelle am Straßenrand ohne Bezahlrichtung:

- laufender Meter für Erdkabel graben mit Oberflächenbehandlung 10m, á ca. 70.- DM	ca. 700.- DM
- Materialkosten Kabel außerhalb des Gebäudes:	
- Ladestromkabel 18m, á ca. 7.- DM/m	ca. 126.- DM
- Steuerkabel 18m, á ca. 3.- DM/m	ca. 54.- DM
- Kabel verlegen 36m, á ca. 3,50 DM/m	ca. 126.- DM
- Trassenband zur Abdeckung 18m, á -.80 DM/m	ca. 14.- DM
Kosten pro Stromladestelle	ca. 1.020.- DM

(A6) Kosten für Tiefbau- und Stromverlegearbeiten für eine Zentrale Abrechnungseinheit:

Gegenüber der Installation einer Standsäule im Straßenland wird ein Kostenaufschlag von 30% vorgenommen

Kosten pro ZAE	ca. 1.326.- DM
-----------------------	-----------------------

(A7) Kosten für Tiefbau- und Stromverlegearbeiten für die Säule an der ZAE (Slave):

- laufender Meter für Erdkabel graben mit Oberflächenbehandlung 4m, á ca. 70.- DM	ca. 280.- DM
- Materialkosten Kabel außerhalb des Gebäudes:	
- Ladestromkabel 4m, á ca. 7.- DM/m	ca. 28.- DM
- Steuerkabel 4m, á ca. 3.- DM/m	ca. 12.- DM
- Kabel verlegen ca 3,50 DM/m pro Meter	ca. 14.- DM
- Trassenband zur Abdeckung 4m, á ca.-.80 DM/m	
	ca. 3.- DM
Kosten für die Einzelsäule (Slave)	ca. 337.- DM

Kosten für das Strommanagement in einer Stromladestelle**(A8) Kosten für das Strommanagement in einer Wandladestelle im Ein- und Mehrfamilienhaus, Parkhaus oder Einkaufszentrum**

- FI-Schutzschalter (DIN/VDE 0664 16 A/230 V, Auslösestrom 30 mA (bis - 25 °C geeignet, aktivierbar).	ca. 140.- DM
- Schwall- und spritzwassergeschützter, abschließbarer Wandkasten	ca. 230.- DM
- CEE-Steckdose DIN 49462/Teil 1 bzw. VDE 0623, IEC 309 (EG-Norm),	ca. 40.- DM
- Montagekosten	ca. 200.- DM
Kosten pro Stromladestelle	ca. 610.- DM

(A9) Kosten für den Zwischenzähler (im Gehäuse):

Zähler	ca. 250.- DM
Gehäuse (offen an einer Normzählertafel angebracht kostet er 200.- DM weniger)	ca. 300.- DM
Montagekosten	ca. 300.- DM
Kosten pro Zwischenzähler	ca. 850.- DM

5. Fördermaßnahmen zur Installierung von Stromtankstellen

Alle Maßnahmen, die die Einführung von Elektrofahrzeugen fördern, bewirken gleichzeitig notwendigerweise eine Erweiterung der Infrastruktur, insbesondere die Installierung von Stromtankstellen. Dieser Effekt gilt aber auch umgekehrt: Eine Förderung der Infrastruktur erleichtert die Einführung von Elektrofahrzeugen.

In der Untersuchung /Hautzinger, 1992/ (s. Kapitel 1) sind in den Schlußfolgerungen viele mögliche Fördermaßnahmen aufgezählt. Sie werden als notwendig angesehen, da davon ausgegangen wird, daß sich das Elektroauto allein aus marktwirtschaftlichen Gründen nicht aus einem Nischendasein herausentwickeln wird. Die Fördermaßnahmen werden im einzelnen unter den Aspekten

- Strategien zur Markteinführung von Elektroautos
- Gesetzliche Rahmenbedingungen für die weitere Entwicklung der Automobiltechnik
- Ordnungspolitische Maßnahmen zur Förderung des Einsatzes von Elektroautos
- Schaffung der infrastrukturellen Voraussetzungen für den Einsatz von Elektroautos
- Einbeziehung des Elektroautos in integrierte Verkehrskonzepte

ausführlich beschrieben und brauchen hier nicht wiederholt zu werden. Nur der 4. Aspekt wird noch einmal näher beschrieben und ebenfalls unter den Aspekten gesetzliche und ordnungspolitische Maßnahmen sowie Markteinführungsstrategien betrachtet.

Es kann angenommen werden, daß die Infrastruktur für die Energiebereitstellung, wie im 3. Kapitel beschrieben, vorhanden ist. Eine Förderung CO₂-freier Stromerzeugung, über deren Potentiale im 6. Kapitel berichtet wird, kommt allen Elektroenergieverbrauchern zugute. Auch die Infrastruktur für Reparaturdienste an Elektrofahrzeugen kann als schnell installierbar angenommen werden, da das Umlernen in den vorhandenen Autoreparaturwerkstätten sicherlich zügig durchzuführen ist.

Die Installierung von Steckdosen in Garagen von Eigenheimen wird als völlig problemlos angenommen, weil sie nur sehr geringe Kosten verursacht. Etwas teurer ist sie in privaten Parkanlagen von Mehrfamilienhäusern und Einkaufszentren und in Parkhäusern. Am teuersten sind Stromtankstellen mit Abrechnungseinrichtungen auf öffentlichem Boden, die aber wohl auch am nachhaltigsten Ängste beseitigen könnten, mit leerer Batterie stehen zu bleiben. Eine Förderung sollte Haupt- und Nachladeeinrichtungen betreffen, wobei ggfs. auch eine Kombination mit der Installierung einer regenerativen Energiequelle einbezogen werden könnte.

Bevor Fördermöglichkeiten aufgezählt werden, wird auf Befragungen von Betreibern und Nutzern von Elektrofahrzeugen und vorhandenen Stromtankstellen und auf einige Gründe eingegangen, die den Einsatz von Stromtankstellen hemmen.

5.1 Ergebnisse von Befragungen von Nutzern und Betreibern

- Nutzerbefragungen

Mitte 1991 wurde in der Schweiz, in der bisher von der Regierung, von den Kommunen und den Energieversorgungsunternehmen (EVU) sowohl eine Förderung der Anschaffung von Elektrofahrzeugen als auch der Installierung von Stromladestellen insbesondere in Verbindung mit Solarstromanlagen am tatkräftigsten in Europa betrieben wurde, im Rahmen einer Lizentiatsarbeit /Orelli, 1991/ eine Umfrage unter Nutzern von Elektrofahrzeugen durchgeführt. Ein Auszug der Ergebnisse aus 123 ausgewerteten Fragebögen soll hier wiedergegeben werden:

1. Jahresfahrleistung:

5.075 km (min.: 500 km, max.: 22.000 km)

2. Durchschnittliche Einzelfahrtenlänge:

13 km (min.: 1 km, max.: 60,0 km)

3. Durchschnittliche Anzahl der Fahrten pro Tag:

2,8 (min.: 1, max.: 10)

4. Wie werden die Batterien aufgeladen?

59 Solaranlage im Netzverbund

56 Steckdose

5 Steckdose + Solarzellen auf dem Fahrzeug

3 keine Angabe

5. Wo werden die Batterien aufgeladen?

111 zu Hause

8 zu Hause und an der öffentlichen Solartankstelle

1 nur an der öffentlichen Solartankstelle

3 keine Angabe

6. In welchen Bereichen müßten Ihrer Meinung nach die größten Fortschritte gemacht werden, um eine größere Verbreitung des Elektromobils zu ermöglichen? (280 Nennungen)

- 57 Optimierung der Batterie
- 39 Geschwindigkeit und Reichweite erhöhen
- 27 Serienproduktion, Preis senken
- 23 "Tankstellen-" und Servicenetz erweitern
- 23 Zuverlässigkeit und Alltagstauglichkeit erhöhen
- 20 Einsicht für sparsames Elektromobil fördern
- 19 Sicherheit erhöhen
- 16 Platzangebot und Komfort erhöhen
- 14 Über die Politik die Rahmenbedingungen verändern
- 15 keine Angaben

- Betreiberbefragungen (EVU und Gemeinden)

Ende 1991 wurde im Auftrag der "Studiengesellschaft für elektrischen Straßenverkehr Baden-Württemberg mbH" (StE) eine Befragung von potentiellen Stromtankstellenbetreibern durchgeführt.

22 Betreiber haben Angaben über z.Zt. 38 Stromtankstellen gemacht. Da nicht alle Betreiber zu jeder Frage geantwortet haben, ist die Summe der Antworten nicht immer 38. Auszüge aus den Ergebnissen stellen folgendes fest:

1. Stromversorgung aus dem öffentlichen Netz:

Ja: 28, Nein: 3

2. Stromtarif und Parkgebühr:

- Lassen sich die Stromtankstellen als Parkuhren nutzen?

Ja: 5, Nein: 24

- Koppeln Sie den Strompreis mit der Parkgebühr?

Ja: 3, Nein: 28

- Darf kostenlos geparkt werden?

Ja: 20, Nein: 12

- maximale Ladezeit:

2h: 2; 8h: 3; 24h: 3; beliebig: 13

3. Nutzer der Stromtankstellen (Mehrfachnennungen möglich)

- Der Betreiber selbst, mit eigenen E-Mobilen: 24
- Gewerbliche Elektrofahrzeugbesitzer: 15
- Private E-Mobilfahrer: 28

6. Technik

- Sind die Steckdosen frei zugänglich?
Ja: 15, Nein: 22
- Gibt es eine Sicherung gegen Steckerziehen?
Ja: 13, Nein: 23

7. Solarmodule

- Ist die Stromtankstelle mit Solarmodulen gekoppelt?
Ja: 22, Nein: 16

Der hohe Anteil solarer Stromversorgung sowohl bei den Betreibern der Stromtankstellen als auch privat bei den Elektrofahrzeugbesitzern zeigt, daß der Personenkreis, der heute schon bereit ist, die höheren Kosten eines Elektrofahrzeuges in Kauf zu nehmen, für die Frage der Energieerzeugung sehr sensibel ist. Insbesondere sind viele der Meinung, daß bei der Nachladung an den öffentlichen Stromtankstellen tagsüber eine Mehrbelastung des Netzes und der Umwelt durch eine zusätzliche Installation von regenerativen Energieanlagen zu kompensieren ist.

5.2 Hemmnisse

Hemmnisse, die die Einführung von Elektrofahrzeugen behindern und hier nicht aufgezählt werden sollen, beeinflussen natürlich indirekt auch die Einführung von Stromtankstellen. Die öffentliche Diskussion sieht zum großen Teil gar keine Hemmnisse dafür, weil die Intallierung von Steckdosen und von parkuhrähnlichen Stromtankstellen, deren grundsätzliche Technik bekannt ist, als problemlos angesehen wird. Nur wer tatsächlich eine Stromtankstelle installieren will, sieht sich plötzlich unerwarteten Schwierigkeiten vor allem durch Vorschriften und gesetzliche Regelungen gegenüber, die z.Zt. durch Sonderabkommen, die nicht bundeseinheitlich sind und damit verunsichernd wirken, umgangen werden.

Der Aufbau und die technische Ausstattung von Ladesteilen muß einem hohen Sicherheitsstandard entsprechen. Durch die bisher für Ladesteilen nicht-spezifischen Bestimmungen,

Regelungen und Normungen, die im 4. Kapitel (u.a. Steckernorm, Genehmigungsverfahren, Nutzungsrechte, Energieabrechnung) aufgezählt sind, bestehen Unsicherheiten bei potentiellen Betreibern, die hemmend wirken. Erste Schritte zu einer Vereinheitlichung und Normung werden zur Zeit unternommen, wie in Unterabschnitt 4.5.4 beschrieben wurde.

Hemmend sind ebenfalls die **komplizierten Genehmigungsverfahren** der öffentlichen Hand für die Aufstellung und die Park-Sondernutzung, wie in Unterabschnitt 4.8.1 angedeutet. Viele Behörden sind zu befragen; das bedeutet Schreiben von Anträgen, Behördenwege, Warten. Eine Vereinheitlichung wäre notwendig, eine Informationsstelle sehr hilfreich.

Undeutlich ist weiterhin der **Weiterverkauf von elektrischer Energie** aufgrund von Konzessionsverträgen der EVU. Klare Regelungen müßten in der Zukunft - z.B. bei der anstehenden Neufassung des Energiewirtschaftsgesetzes - geschaffen werden. Die vorgeschlagenen Pauschalregelungen, z.T. in anderen Bereichen auch praktiziert, lassen dieses Problem zur Zeit noch nicht groß erscheinen.

5.3 Fördermöglichkeiten

5.3.1 Gesetzliche Maßnahmen

Die Gesetzesgeber könnten durch Rahmenbedingungen die Einführung von Stromtankstellen bundeseinheitlich fördern:

- durch Vorschriften beim Hausbau, die die Anbringung von Steckdosen im Außenbereich erleichtern,
- durch Vorschriften, die die Normung beschleunigen,
- durch Vorschriften, die die Genehmigungsverfahren zur Aufstellung und Sondernutzung (Park- und Verkehrshinweise) vereinfachen,
- durch steuerpolitische Maßnahmen,
- durch energiewirtschaftliche Maßnahmen (u.a. Vereinfachung des "Weiterverkaufs" von elektrischer Energie und der Einbeziehung von regenerativen Energiequellen),
- durch Initiierung von Verkehrsmanagement für integrierte Verkehrssysteme.

5.3.2 Ordnungspolitische Maßnahmen

Die Kommunen sollten einestils vorbildhaft für ihre eigenen Elektrofahrzeuge Infrastrukturmaßnahmen durchführen und anderenteils private Elektroautobesitzer dazu ermutigen

- durch vereinfachte und zentralisierte Genehmigungsverfahren (möglichst nur eine Aufsichtsbehörde)
- durch ihre Parkraumpolitik (Benennung und Kennzeichnung von Sonderparkplätzen mit und ohne Stromtankstellen)
- durch Park-and-Ride-Systeme beim ÖPNV, an Bahnhöfen und Flughäfen mit Lademöglichkeiten
- durch Nutzungsmöglichkeit von Busspuren für Elektrofahrzeuge (Kennzeichnung)
- durch Anpassung der Konzessionsverträge mit den ihnen angeschlossenen EVU ("Weiterverkauf" elektrischer Energie und Einbeziehung regenerativer Energiequellen)
- durch Initiierung von Pauschalnutzungssystemen für Stromtankstellen (vergleichbar der Umweltkarte bei einigen Unternehmen des ÖPNV).

5.3 Förderprogramme und Markteinführungsstrategien

Neben den genannten gesetzlichen und ordnungspolitischen Maßnahmen sind verschiedene Förderprogramme zur Markteinführung denkbar und notwendig. Analog zu amerikanischen Programmen (National Electric Vehicle Act of 1991), die Tests des gesamten Systems "Elektroauto mit Betankung" fördern, sollten Praxistests und Demonstrationsvorhaben gefördert werden. Die Installierung von Stromtankstellen könnte analog zur Förderung des Kaufs von Elektrofahrzeugen, wie sie von mehreren Bundesländern eingerichtet wurde (s. Anhang A22 des vorangegangenen Kapitels) durch ein - möglichst bundeseinheitliches - **1000-Stromtankstellen-Programm** unterstützt werden, das Betreiber von öffentlich zugänglichen Stromtankstellen begünstigen würde. Nutzer könnten durch günstigere Parkgebühren und Sondernutzungsrechte begünstigt werden. Besonders gefördert werden könnten z.B. Nutzer, die im sozialen Bereich tätig sind (Kranken- und Altenpflege, Essen auf Rädern, Arzt-Hausbesuche, etc.) oder auch Kurorte.

Kooperationen der Kommunen und Länder mit Interessenvereinigungen und Gesellschaften, die die Einführung von Elektrofahrzeugen unterstützen, könnten Informationsveranstaltungen initiieren, die Medien einbeziehen und durch Informationsschriften eine effektive **Öffentlichkeitsarbeit zur Markteinführung** betreiben. Wie bei der Einführung von Elektrofahrzeugen müßten Staat und Kommunen eine Vorbildfunktion ausüben, die Industrie sollte sie darin unterstützen.

Literaturverzeichnis zum 5. Kapitel

**/Orelli, 1991/ Orelli, L.v.: "Erfolgsfaktoren im Elektromobilmarkt", Zusammenfassung einer
Lizentiatsarbeit an der Universität Basel, Vortrag auf der Tagung
"Solarmobile im Alltag", Bern, Feb. 1992**

**/SIMSON, 1991/ Simson Fahrzeug GmbH: Marktanalyse und Vertriebskonzepte (Produktion
Solar- und Elektrofahrzeuge), Meininger Str. 222, O-6000 Suhl, 25.06.1991**

**/SNV, 1989/ Dritte Fortschreibung des Berichtes über die Förderung des Einsatzes von
Elektrofahrzeugen, Studiengesellschaft Nahverkehr (SNV), im Auftrag der
Bundesregierung, Bundesminister für Verkehr, Drucksache 11/5013, 1989**

6. Beitrag CO₂-freier Stromerzeugungssysteme für die Elektrizitätsversorgung von Elektrofahrzeugen

Bisher war neben der Reduktion des Atemgifts CO, die Verminderung der Luftschadstoffe SO₂, NO_x, und Kohlenwasserstoffe, die u. a. in Verdacht stehen, an der Verursachung der sogenannten neuartigen Waldschäden beteiligt zu sein, vorrangiges Ziel der Luftreinhaltung. Mittlerweile tritt aufgrund seiner Klimawirksamkeit zunehmend die Minderung der Emissionen des Kohlendioxids in den Mittelpunkt. Das zu rund 50 % am anthropogen bedingten Treibhauseffekt beteiligte CO₂ wird vor allem bei der energetischen Nutzung fossiler Brennstoffe freigesetzt. Die auf nationaler und internationaler Ebene geforderte drastische Minderung der weltweiten CO₂-Emissionen um 20 - 30 % bis zum Jahr 2005 erfordert Reduktionsmaßnahmen in allen Bereichen der Energienutzung.

Für den in der Bundesrepublik (alt) im Jahr 1989 mit 158,7 Mio. t CO₂ (einschließlich der indirekten Emissionen) zu 23 % am gesamten energiebedingten CO₂-Ausstoß beteiligten Verkehrssektor haben die bisherigen Untersuchungen gezeigt, daß sich - bedingt durch das erwartete Anwachsen der Verkehrsleistung - im Verkehr eine wesentliche Reduktion der CO₂-Emissionen besonders schwierig gestaltet /Hopf, u. a., 1990/, /Prognos, 1991a/. Dies gilt auch für die Minderung der SO₂-, NO_x-, CO-, HC- und der Lärmemissionen im Verkehrssektor.

Durch den Ersatz von Fahrzeugen mit konventionellem Otto- und Dieselantrieb durch Elektrofahrzeuge läßt sich der verkehrsbedingte CO₂-Ausstoß mindern, wenn die CO₂-Emissionen bei der Bereitstellung des elektrischen Stroms geringer sind als die mit der Nutzung fossiler Treibstoffe verbundenen Emissionen. Bei Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor entsteht der größte Teil der CO₂-Emissionen bei der Verbrennung der fossilen Kraftstoffe im Fahrzeug selbst. Ein großes Minderungspotential wird daher in der Senkung des spezifischen Kraftstoffverbrauchs der Fahrzeuge gesehen. Bei Fahrzeugen mit Elektromotor besteht zusätzlich die Möglichkeit, durch die Nutzung kohlenstoffarmer oder kohlenstofffreier Energieträger zur Stromerzeugung die CO₂-Emissionen zu senken.

Welchen Beitrag Elektrofahrzeuge zukünftig zur Minderung der CO₂-Emissionen leisten können, hängt somit auch von der Entwicklung der mit der Stromerzeugung verbundenen CO₂-Emissionen ab. Daher wurden die Möglichkeiten zur Senkung der spezifischen - d. h. pro

erzeugter kWh freigesetzten - CO₂-Emissionen durch die Nutzung von CO₂-freien Stromerzeugungssystemen untersucht.

Der Anteil der CO₂-freien Stromerzeugungssysteme an der gesamten Stromerzeugung ist sowohl in den verschiedenen Ländern der Erde als auch in den einzelnen Bundesländern recht unterschiedlich. Kapitel 6.1 gibt zunächst einen Überblick über die weltweite Situation sowie einen Vergleich der spezifischen CO₂-Emissionen bei der Stromerzeugung in den alten Bundesländern.

6.1 Anteil CO₂-freier Stromerzeugungssysteme an der Stromerzeugung in verschiedenen Ländern der Erde sowie in den einzelnen Bundesländern

Schon heute werden in vielen Ländern der Welt CO₂-freie Stromerzeugungssysteme zusammen mit fossil befeuerten Kraftwerken im Netz betrieben. In diesem Kapitel wird ein Überblick über den unterschiedlichen Beitrag CO₂-freier Stromerzeugungssysteme zur Stromerzeugung in verschiedenen Ländern sowie in den einzelnen Bundesländern gegeben.

Die heute weltweit zur Stromerzeugung eingesetzten Energieträger lassen sich hinsichtlich ihrer CO₂-Emissionen in die folgenden vier Gruppen einteilen:

- Energieträger, bei deren Nutzung keine direkten CO₂-Emissionen entstehen (Wasserkraft, Kernenergie, Windkraft und Solarstrahlung),
- Energieträger aus Abfallstoffen (Deponie-, Klärgas, tierische, land- und forstwirtschaftliche Abfälle)
- Energieträger mit geschlossenem CO₂-Kreislauf (nachwachsende Rohstoffe),
- fossile Energieträger mit CO₂-Emissionen (Steinkohle, Braunkohle, Erdgas, schweres und leichtes Heizöl).

6.1.1 CO₂-freie Energieträger zur Stromerzeugung

Bei der Nutzung von Energieträgern ohne direkte CO₂-Emissionen entstehen indirekte Emissionen durch den Bau sowie die Ver- und Entsorgung der Kraftwerke. Diese - auch bei anderen Energieträgern entstehenden - indirekten CO₂-Emissionen sind jedoch gegenüber den spezifischen Emissionen beim Einsatz fossiler Energieträger vergleichsweise gering /Analysen,

1991/, /Fritsche, 1990/ und werden im folgenden nicht mitbetrachtet. Unter den CO₂-freien Energieträgern haben heute weltweit nur die Wasserkraft und die Kernenergie einen bedeutenden Anteil an der Stromerzeugung.

Von einem geschlossenem CO₂-Kreislauf kann gesprochen werden, wenn das bei der energetischen Nutzung land- und forstwirtschaftlicher Nutzpflanzen freigesetzte CO₂ von nachwachsenden Pflanzen mit dem Prozeß der Photosynthese gebunden wird. Bei einer vollständigen Betrachtung müssen jedoch die zusätzlichen Emissionen beim Anbau der Pflanzen berücksichtigt werden. Während in vielen Ländern die Biomasse einen wichtigen Beitrag zur Energieversorgung beim Kochen und Heizen leistet, werden diese Energieträger heute nur in geringem Umfang zur Stromerzeugung eingesetzt.

Die bei der Verbrennung freigesetzten CO₂-Emissionen sind für die verschiedenen fossilen Energieträger unterschiedlich. Bezogen auf denselben Energieinhalt verhalten sich wegen des unterschiedlichen Kohlenstoff/Wasserstoff-Verhältnisses die spezifischen CO₂-Emissionen bei der Verbrennung von Braunkohle, Steinkohle, schwerem Heizöl, leichtem Heizöl/Diesel/Erdöl und Erdgas nach /Analysen, 1991/ wie 121:100:91:85:58. D. h., bei der Nutzung von Erdgas anstelle von Braunkohle reduzieren sich pro eingesetzter Energieeinheit die Emissionen um mehr als die Hälfte. Im Zusammenhang mit der Verbrennung fossiler Brennstoffe entstehen jedoch auch noch andere klimarelevante Spurengase - wie z. B. Methan -, die bei einem Vergleich der Emissionen fossiler Energieträger untereinander zu berücksichtigen wären. Eine Zusammenstellung der spezifischen Emissionen (kg CO₂/GJ Brennstoff), die den folgenden Angaben zugrunde liegen, zeigt Tabelle 6-1. Für den Vergleich der CO₂-Emissionen pro erzeugter kWh mit verschiedenen Energieträgern sind jedoch auch noch die unterschiedlichen Wirkungsgrade der einzelnen Kraftwerkstypen zu berücksichtigen.

	Steinkohle	Braunkohle	Rohöl	Heizöl L	Heizöl S	Erdgas
kg CO ₂ /GJ Brennstoff	91,7	111,1	77,8	77,8	83,4	52,8

Tabelle 6-1: Spezifische CO₂-Emissionen für verschiedene Brennstoffe /Analysen, 1991/

6.1.2 Weltweite Stromerzeugungsstruktur

Nach wie vor leisten weltweit die fossilen Energieträger den größten Beitrag zur weltweiten Stromerzeugung. 1987 wurden 64 % der rund 10 500 TWh Strom weltweit in fossil befeuerten Kraftwerken erzeugt. Darunter spielt die Kohle, die die höchsten spezifischen CO₂-Emissionen aufweist, die bedeutendste Rolle (vgl. Bild 6-1). Öl und Erdgas hatten einen Anteil von 12 bzw. 13 %.

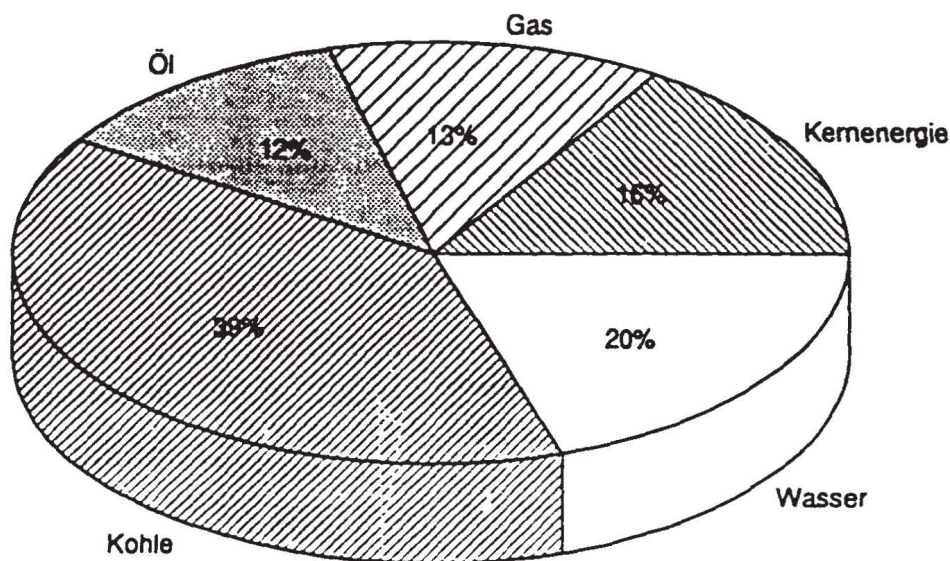


Bild 6-1: Weltweite Stromerzeugung nach Energieträgern im Jahr 1987

Unter den beiden CO₂-freien Energieträgern trug die Wasserkraft mit rund 2 100 erzeugten TWh zu 20 % zur weltweiten Stromerzeugung bei, in den Kernkraftwerken wurden rund 1 700 TWh oder 16 % der Elektrizität erzeugt.

Die in Tabelle 6-2 dargestellten Anteile der in den einzelnen Weltregionen und Ländern zur Stromerzeugung eingesetzten CO₂-freien Energieträger an der gesamten Stromerzeugung zeigen deutliche Unterschiede. Eine Tatsache, die keinesfalls überrascht, wenn man bedenkt, welche unterschiedlichen Anforderungen und Rahmenbedingungen die Stromerzeugung in den verschiedenen Staaten der Erde genügen muß. Die Struktur der Stromerzeugung eines Landes wird u. a. bestimmt durch die Höhe des Gesamtstrombedarfs, das Angebot an heimischen

Energieträgern und die mit ihrer Bereitstellung verbundenen Kosten, den Stand der technologischen Entwicklung, den Umfang der notwendigen Investitionen sowie durch politische Zielsetzungen - wie z. B. eine möglichst große Unabhängigkeit von Energieimporten.

Mit einem 53 %-igen Anteil ist in Westeuropa die CO₂-freie Stromerzeugung deutlich höher als im weltweiten Durchschnitt. Hierbei hat die Kernenergie mit 31 % eine größere Bedeutung als die Wasserkraft (22 %). In Japan spielt die Kernenergie mit 26 % eine bedeutendere Rolle als in Nordamerika (17 %) oder gar in den Entwicklungsländern, in denen dieser Energieträger nur zu 4 % an der Stromerzeugung beteiligt ist. Bei der Nutzung der Wasserkraft sind die Verhältnisse gerade umgekehrt (Japan 12 %, Nordamerika 18 %, Entwicklungsländer und übrige Länder ca. 30 %), so daß in diesen Ländergruppen die Stromproduktion ohne direkte CO₂-Emissionen in etwa dem Weltdurchschnitt entspricht. In den ehemaligen Osteuropäischen Staatshandelsländern hatten im Jahr 1987 - auf dieses Jahr beziehen sich alle hier gemachten Angaben - die nicht fossilen Energieträger nur einen Anteil von 24 %.

Die Stromerzeugungsstruktur innerhalb der hier unter geographischen und wirtschaftlichen Gesichtspunkten gebildeten Regionen ist jedoch keinesfalls einheitlich. In Westeuropa werden z. B. in Norwegen 99,5 % des Stroms durch die Nutzung der Wasserkraft erzeugt - im Gegensatz zu Dänemark, wo sie nur einen Anteil von weniger als 1 % hat. Bei der Nutzung der Kernenergie nimmt in dieser Ländergruppe Frankreich mit 70 % eine Spitzenstellung ein, gefolgt von Schweden (46 %), der Schweiz (38,4 %) und Finnland (36,8 %). In Nordamerika werden in Kanada fast zwei Drittel der elektrischen Energie mit Wasserkraft erzeugt, in den USA sind es weniger als 10 %. Die Kernenergie spielte in der Gruppe der osteuropäischen Staatshandelsländer in der CSFR und Bulgarien eine überdurchschnittliche Rolle, während 1987 in Polen keine Kernkraftwerke in Betrieb waren. In der Gruppe der übrigen Länder fällt Brasilien durch einen sehr hohen Wasserkraftanteil von mehr als 90 % auf.

Die Unterschiede in der Stromerzeugungsstruktur drücken sich schließlich in der Höhe der spezifischen CO₂-Emissionen (g CO₂/kWh elektrisch) aus. Die in Bild 6-2 angegebenen Werte sind länderspezifische Mittelwerte unter Einbeziehung der Energieträger Wasserkraft und Kernenergie. Wie schon erwähnt wurde, werden die spezifischen CO₂-Emissionen jedoch nicht nur durch die Anteile der CO₂-freien Energieträger, sondern auch durch die Zusammensetzung des fossil befeuerten Kraftwerksparks bestimmt. So lagen die spezifischen Emissionen

Land	Wasser- kraft (%)	Kern- energie (%)	Gesamt (%)	Land	Wasser- kraft (%)	Kern- energie (%)	Gesamt
Westeuropa	22,3	30,5	52,8	Osteuropäi- sche Staats- handelsländer	13,1	11,2	24,3
Dänemark	0,2	-	0,2	DDR (1987)	1,5	9,8	11,3
Großbritannien	2,1	18,3	20,4	Polen	2,8	-	2,8
BRD (alt)	4,9	31,2	36,1	CFSR	4,8	25,9	30,7
Italien	22,6	0,1	22,7	Bulgarien	5,8	28,6	34,4
Portugal	45,6	-	45,6	UdSSR (1987)	14,4	11,4	25,8
Spanien	21,1	30,9	52,0	Entwicklungs- länder, übrige Länder	29,7	4,1	33,8
Finnland	25,8	36,8	62,6	Südafrika	2,6	4,7	7,3
Österreich	72,7	-	72,7	Indien	22,5	2,4	24,9
Frankreich	19,3	70,2	89,5	Australien	11,1	-	11,1
Schweden	49,4	46,0	95,4	China	20,2	-	20,2
Schweiz	59,7	38,4	98,1	Indonesien	15,0	-	15,0
Norwegen	99,5	-	99,5	Brasilien	93,6	0,4	94,0
Nordamerika	18	17,3	35,3				
USA	9,6	17,7	27,3				
Kanada	63,7	15,6	79,3				
Japan	11,5	26,1	37,6				

Tabelle 6-2: Anteil CO₂-freier Energieträger an der Bruttostromerzeugung im Jahr 1987 /Analysen, 1991/ in ausgewählten Ländern

in den Staatshandelsländern trotz eines geringeren Anteils der CO₂-freien Energieträger an der Stromerzeugung in der gleichen Höhe wie in der Gruppe der Entwicklungsländer und übrigen Länder. Dies erklärt sich aus dem bedeutenden Beitrag des Erdgases, dem fossilen Energieträger mit dem günstigsten Wasserstoff/ Kohlenstoff-Verhältnis, in der osteuropäischen Stromwirtschaft.

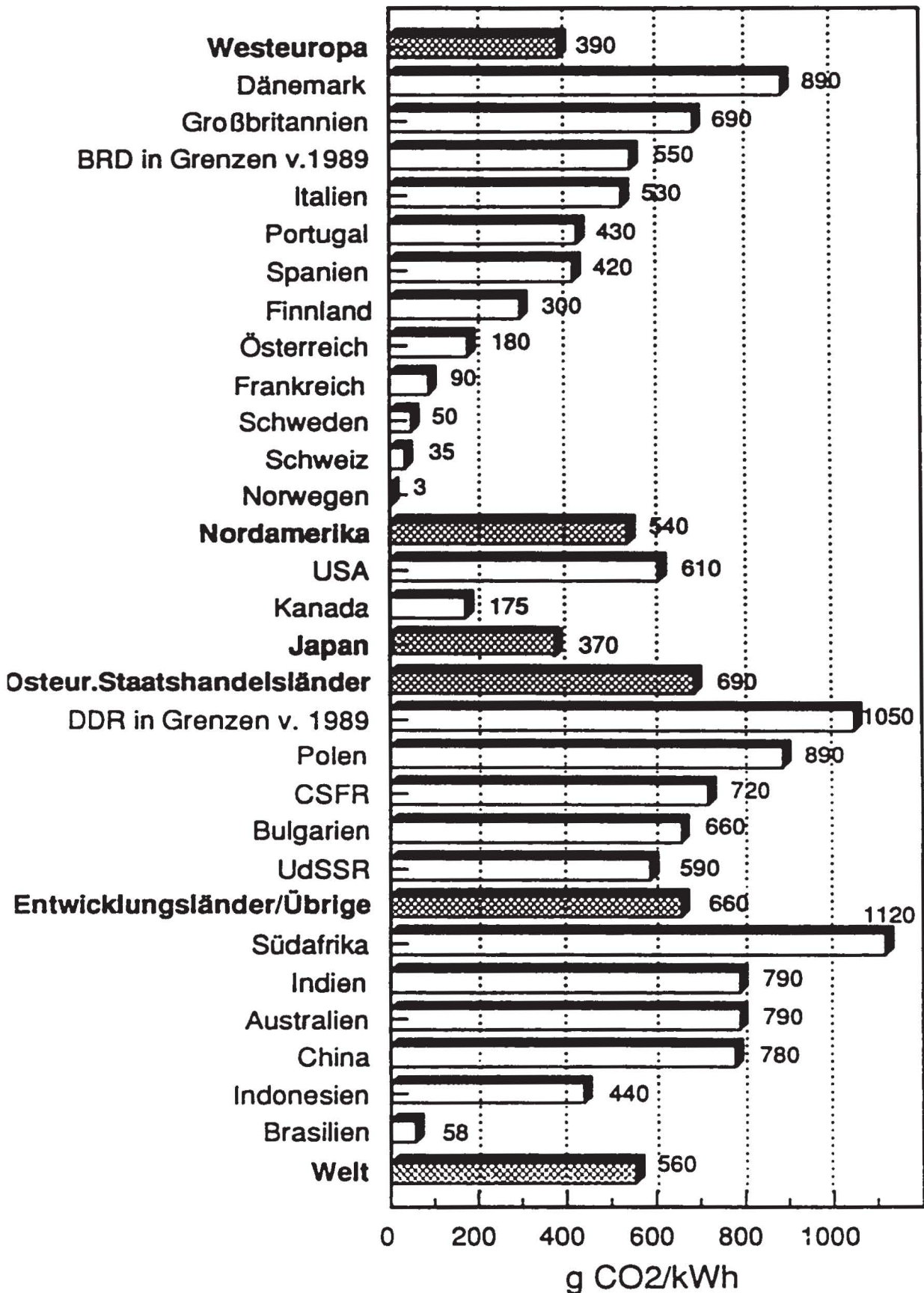


Bild 6-2: Spezifische CO₂-Emissionen der Stromerzeugung nach Ländern im Jahr 1987 /Analysen, 1991/

Der Weltdurchschnitt des auf eine erzeugte kWh bezogenen CO₂-Ausstoßes lag im Jahr 1987 bei 560 g CO₂/kWh. Japan und Westeuropa liegen mit 370 bzw. 390 g CO₂/kWh deutlich darunter, während die Gruppe der osteuropäischen Staatshandelsländer sowie der Entwicklungsländer und sonstige Länder darüber liegen (690 bzw. 660 g CO₂/kWh). Entsprechend dem zum Teil 80 % übersteigenden Anteil der Kernkraft und der Wasserkraft liegen in einigen Ländern die spezifischen CO₂-Emissionen unter 100 g CO₂/kWh. Bedingt durch den höheren Kohleanteil liegen die spezifischen Emissionen in den USA mit 610 g CO₂/kWh über den Werten in Kanada (175 g CO₂/kWh). Während in der ehemaligen DDR die Braunkohleverstromung zu den extrem hohen Emissionswerten führte (1 050 g CO₂/kWh), wurden 1987 in der BRD pro erzeugter kWh nur etwa die Hälfte emittiert. Doch auch innerhalb der Bundesrepublik ist die Stromerzeugung keinesfalls einheitlich. Abschließend wird daher noch auf die Situation in den einzelnen Bundesländern der Bundesrepublik Deutschland (alt) eingegangen.

6.1.3 CO₂-freie Stromerzeugung in den alten Bundesländern

Im Jahr 1990 wurde in 5 Flächenstaaten der alten Bundesrepublik in den öffentlichen Kraftwerken mehr als 50 % des Stroms CO₂-frei erzeugt. In Schleswig-Holstein, Niedersachsen und Hessen wurde im Jahr 1990 die CO₂-freie Stromerzeugung in den Kraftwerken der öffentlichen Versorgung vor allem durch die Kernenergie bestimmt (vgl. Tabelle 6-3). Die Wasserkraftwerke haben in diesen Bundesländern mit einem maximalen Anteil von 0,3 % nur eine geringe Bedeutung. Demgegenüber wird in Rheinland-Pfalz (17,2 %), Bayern (13,3 %) und Baden-Württemberg (6,6 %) überdurchschnittlich viel Strom in Laufwasser- und Speicherkraftwerken erzeugt. Allerdings wird in keinem der Länder durch Wasserkraft mehr Strom erzeugt als in den Kernkraftwerken. In den beiden Bundesländern, in denen Kohle in bedeutendem Umfang gefördert wird - im Saarland und in Nordrhein-Westfalen -, werden in den öffentlichen Kraftwerken zu einem hohen Prozentsatz diese Brennstoffe verfeuert. Entsprechend niedrig ist der Anteil des CO₂-frei erzeugten Stroms, in Nordrhein-Westfalen sind es 1,1 %, im Saarland sogar weniger als 1 %.

Der CO₂-günstigste fossile Energieträger Erdgas wird besonders in Rheinland-Pfalz (47,8 %), in den beiden Stadtstaaten Hamburg und Bremen (28,4 bzw. 15,7 %), in Niedersachsen (7,9 %) und in Nordrhein-Westfalen (7,2 %) eingesetzt. Das Heizöl spielte im Jahr 1990 -

außer in Berlin - mit Anteilen an der öffentlichen Nettostromerzeugung von unter 1 % in keinem der alten Bundesländer mehr eine bedeutende Rolle.

In Bild 6-3 sind schließlich die pro erzeugter kWh emittierten CO₂-Mengen für die einzelnen Bundesländer im Jahr 1990 dargestellt. Entsprechend dem hohen Kohleanteil an der Stromerzeugung liegen die spezifischen CO₂-Emissionen in Nordrhein-Westfalen (ca. 948 g CO₂/kWh) und im Saarland (ca. 841 g CO₂/kWh) deutlich über den durchschnittlichen Werten der Bundesrepublik (alt) (ca. 513 g CO₂/kWh). Demgegenüber betragen die spezifischen Emissionen bei der Stromerzeugung in Schleswig-Holstein weniger als ein Achtel der Emissionen dieser Länder. In Rheinland-Pfalz führt der Erdgasanteil von mehr als 47 % dazu, daß, obwohl nur die Wasserkraft (17,2 %) einen Beitrag zur CO₂-freien Stromerzeugung leistet, die spezifischen Emissionen mit 508 kg CO₂ in etwa denen des Bundesdurchschnitts entsprechen.

Energieträger	Schleswig-Holstein	Niedersachsen	Nordrhein-Westfalen	Hessen	Rheinland-Pfalz	Baden-Württemberg	Bayern	Saarland	Bundesgebiet
Wasser (ohne Pumpspeicher)	-	0,3	0,2	0,8	17,2	6,6	13,3	0,8	3,6
Kernenergie	84,7	65,0	0,9	67,3	0,0	57,4	62,5	0,0	37,9
Summe	84,7	65,3	1,1	68,1	17,2	64,0	75,8	0,8	41,5

Tabelle 6-3: Anteil der Wasserkraft und der Kernenergie an der Bruttostromerzeugung in den alten Bundesländern (ohne Stadtstaaten) im Jahr 1990 (in %)

Die in Bild 6-3 angegebenen spezifischen CO₂-Emissionen beziehen sich auf die Bruttostromerzeugung in den Kraftwerken der öffentlichen Versorgung. Sie berücksichtigen noch nicht den Eigenverbrauch der Kraftwerke, die Leitungsverluste und den in einzelnen Ländern z. T. erheblichen Stromimport bzw. Stromaustausch. U. a. deshalb ist es nicht möglich, für die einzelnen Bundesländer auf die Fahrleistung bezogene CO₂-Emissionen von Elektrofahrzeugen anzugeben.

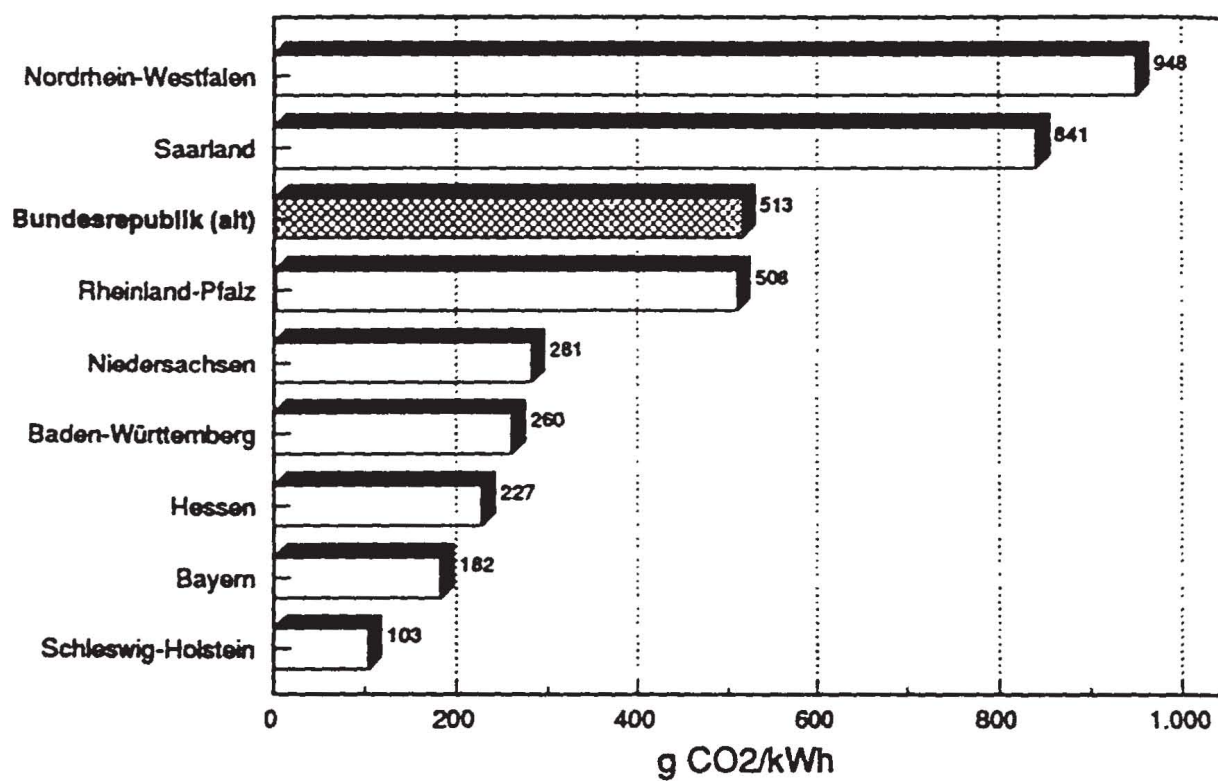


Bild 6-3: Spezifische CO₂-Emissionen der Stromerzeugung in öffentlichen Kraftwerken nach Bundesländern im Jahr 1990

6.2 CO₂-Minderung durch Kernenergie

Die Nutzung der bei Kernspaltungs- bzw. Kernfusionsprozessen frei werdenden Energie ist eine Option zur CO₂-freien Stromerzeugung. Trotz des jüngsten Erfolges im Rahmen des JET-Projektes, als es zum ersten Mal in der Geschichte der Fusionsforschung gelungen ist, in einem Experiment für die Dauer von 2 Stunden eine Fusionsleistung von 2 MW zu erzeugen, wird mit einer kommerziellen Verfügbarkeit der Kernfusion erst nach mehreren Jahrzehnten zu rechnen sein. Dagegen wurde 1990 in der Bundesrepublik (alt) ca. 33,9 % des gesamten Stroms in Kernkraftwerken erzeugt.

Kernkraftwerke werden heute aus technischen und aus wirtschaftlichen Gründen zur Deckung der Grundlast eingesetzt, entsprechend ist ihr Anteil an der Stromerzeugung in den Nachtstunden höher als zu den Spitzenlastzeiten. Am Tag der statistisch relevanten Höchstlast (1990) wurden zur Spitzenlast um 9⁰⁰ Uhr 32 % der benötigten Leistung durch Kernkraftwerke bereitgestellt, während zum Zeitpunkt der niedrigsten Netzbelastung (3⁰⁰ Uhr) der Anteil bei 42 % lag.

Die Möglichkeiten einer Reduktion der CO₂-Emissionen durch einen verstärkten Einsatz der Kernenergie in der BRD (alt) wurden von /Fahl, u. a., 1990/ im Rahmen des Studienprogramms der Enquete-Kommission "Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre" des Deutschen Bundestags untersucht. In dieser Studie finden sich für drei Bezugszeitpunkte (Sofortmaßnahmen, nahe Zukunft (2005), ferne Zukunft (2050)) u. a. Angaben zu den technischen und wirtschaftlichen CO₂-Minderungspotentialen durch eine Ausweitung der Nutzung von Kernkraftwerken zur Stromerzeugung.

Die Abschätzung technischer Potentiale zur CO₂-Minderung durch eine Stromerzeugung in Kernkraftwerken zielt darauf ab, die, unter Außerachtlassung von Wirtschaftlichkeits- und Kostenaspekten, technisch mögliche CO₂-Reduktion durch die betrachteten Maßnahmen zu ermitteln. Die dabei ermittelten Potentialwerte sind nicht als exakte Angaben zu verstehen, dazu gehen in ihre Berechnungen zu viele Annahmen und Unsicherheiten ein. Vielmehr sollen sie eine quantitative Vorstellung von der Größenordnung der technisch möglichen CO₂-Minderungen vermitteln.

Dagegen beschreibt das **wirtschaftliche Potential** von Energiesystemen den Beitrag von Techniken, der erreicht würde, wenn alle wirtschaftlich konkurrenzfähigen Maßnahmen durchgeführt werden.

Zur Bestimmung des wirtschaftlichen Potentials einer verstärkten Kernenergienutzung wurden die mit der Stromerzeugung in Stein- und Braunkohlekraftwerken verbundenen Kosten denen einer ersatzweisen Nutzung von Kernkraftwerken gegenübergestellt.

Durch **Sofortmaßnahmen**, die zu einer Erhöhung der Arbeitsausnutzung führen (z. B. durch eine an der Minderung von CO₂-Emissionen orientierte Einsatzplanung) hätten mit der Ende 1988 installierten Kernkraftwerksleistung mehr als 10 TWh Strom zusätzlich erzeugt werden können. Hierbei ist nicht berücksichtigt, daß das Kernkraftwerk Mühlheim-Kärlich z. Z. stillsteht. Durch die Wiederinbetriebnahme würde sich die zusätzlich erzeugbare Strommenge auf über 20 TWh erhöhen.

Ausgangspunkt für die Untersuchung der Einsatzmöglichkeiten in der **nahen Zukunft (2005)** ist die als Referenzentwicklung zugrunde gelegte Stromnachfrage und Kraftwerksstruktur nach /Prognos, 1987/.

Die Untersuchung konzentriert sich auf die drei folgenden Maßnahmen:

- Erhöhung der Arbeitsausnutzung der gemäß Referenzfall installierten Kernkraftwerkskapazität (Strategie I),
- Ersatz von zuzubauender fossiler Kraftwerkskapazität durch Kernkraftwerke (Strategie II) und
- Ersatz von zuzubauender fossiler Kraftwerkskapazität durch Kernkraftwerke und CO₂-emissionsminimierender Betrieb des Kraftwerksparks (Strategie III).

In diesen Strategien wird noch zusätzlich zwischen einem maximalen Zubau von einem bzw. von zwei Kernkraftwerken pro Jahr ab 1997 ausgegangen. Bei Ausschöpfung des **technischen Potentials** würden sich die Kernkraftwerkskapazitäten im Jahr 2005 auf rd. 35 000 bzw. 45 600 MW_e erhöhen. Eine ausschließliche Substitution von fossiler Kraftwerkskapazität im Rahmen des zu erwartenden Bedarfs an Ersatz- und Erweiterungskapazität hätte zur Folge, daß Kernkraftwerke auch im Mittellastbereich eingesetzt werden.

Eine maximale arbeitsseitige Auslastung (7 500 h/a) der Kernkraftwerke würde zu einer Reduzierung der Auslastung der Steinkohlekraftwerke auf bis zu 2 925 h/a und die der Braunkohlekraftwerke auf bis zu 2 197 h/a führen.

Für eine Strategie, die nur eine Substitution von Steinkohlestrom unterstellt, errechnet sich das technische Minderungspotential eines verstärkten Ausbaus der Kernkraftwerke sowie eines auf die Minimierung der CO₂-Emissionen ausgerichteten Kraftwerksbetrieb bis zu 94,8 Mio. t CO₂/a bei Zubau von einem Kernkraftwerk pro Jahr und zu 142,8 Mio t CO₂/a bei Zubau von zwei Kernkraftwerken pro Jahr für das Jahr 2005 (vgl. Tabelle 6-4). Eine Strategie, die primär auf einen Ersatz der Verstromung von Braunkohle abzielt, hätte ein Minderungspotential von 88,1 Mio. t CO₂/a bzw. 149,2 Mio. t CO₂/a.

Zur Ermittlung des wirtschaftlichen Potentials eines verstärkten Kernenergieeinsatzes wurden die spezifischen Minderungskosten für die untersuchten technischen Maßnahmen bestimmt. Maßnahmen, bei denen unterstellt ist, daß heimische Steinkohle substituiert wird, weisen naturgemäß die geringsten spezifischen Minderungskosten auf. Aufgrund der Preisdifferenz zwischen heimischer und Importkohle sind die spezifischen CO₂-Minderungskosten beim Einsatz von Importkohle deutlich höher (vgl. Tabelle 6-4). Die für Strategie II ausgewiesenen spezifischen Minderungskosten für Braunkohle sind geringer als die für die Importkohle, weil hier Steinkohlestrom mit einer geringeren Auslastung als im Fall der Braunkohle ersetzt wird.

Alle betrachteten Maßnahmen weisen im Rahmen der getroffenen Annahmen negative Minderungskosten auf. Dies bedeutet, daß ihre Durchführung unter rein wirtschaftlichen Gesichtspunkten auch ohne Beachtung einer CO₂-Minderung sinnvoll wäre.

Die Ergebnisse zeigen, daß eine Ausweitung der Stromerzeugung in Kernkraftwerken bis zum Jahr 2005 ein CO₂-Minderungspotential von rd. 20 % der derzeitigen gesamten energiebedingten CO₂-Emissionen der Bundesrepublik (alte) bzw. von rd. 58 % der CO₂-Emissionen der Stromerzeugung beinhaltet.

Substitution von	Technische Potentiale (Mio. t CO ₂ /a)		spez. Minderungskosten (DM/t CO ₂)		
	Braunkohle	Steinkohle	Braunkohle	Steinkohle (Import)	Steinkohle (heimisch)
Strat I	32,7	24,5	- 11,8	- 33,8	- 98,8
Strat II					
a) 1 KKW/a	49,5	24,3	- 5,4	- 1,5	- 66,7
b) 2 KKW/a	88,4	63,2	- 3,5	- 1,5	- 66,7
Strat III					
a) 1 KKW/a	88,1	94,8	- 10,4	- 15,7	- 61,0
b) 2 KKW/a	149,2	142,8	- 13,5	- 13,3	- 59,2

Tabelle 6-4: Technische CO₂-Minderungspotentiale und spez. Minderungskosten von Kernenergie in der Stromerzeugung

6.3 CO₂-Minderung durch Wasserkraft

Mit einem Anteil von rd. 3,4 % (13,0 TWh) im Jahr 1990 an der Bruttostromerzeugung der öffentlichen Kraftwerke in den alten Bundesländern ist die Laufwasserkraft die derzeit wichtigste erneuerbare Energiequelle. Seit Ende des zweiten Weltkrieges hat sich die Kapazität der Wasserkraftwerke in der Bundesrepublik Deutschland (alt) insgesamt mehr als verdreifacht und ihre Stromproduktion mehr als verdoppelt. In den achtziger Jahren sind die Kapazitäten nur noch wenig ausgebaut worden. Tabelle 6-5 gibt einen Überblick über die derzeitige Bedeutung der Wasserkraft bei der Stromerzeugung in der BRD.

	öffentliche Versorgung	Bergbau und Ver- arbeitendes Gewerbe	Bundesbahn	Gesamt
Bruttoengpaßleistung [MW]				
Laufwasser	2498	226	146	2870
Speicherwasser	1264	-	43	1307
Pumpspeicher	2564	-	150	2714
Wasserkraftwerke gesamt	6326	226	339	6891
Wasser- und Wärmekraftwerke insgesamt	89591	13286	1335	104212
Bruttostromerzeugung [GWh]				
Laufwasser	13512	1296	839	15647
Speicherwasser	876	-	-	876
Pumpspeicher	2522	-	100	2622
Wasserkraftwerke insgesamt	16910	1296	939	19145
Wasser- und Wärmekraftwerke insgesamt	378243	57219	5432	440894

Tabelle 6-5: Bruttoengpaßleistung und Bruttostromerzeugung der Wasserkraft in der BRD (alt) im Jahr 1989 /EW, 1990/

Im Jahr 1989 waren in der BRD (alt) Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von insgesamt rund 6 891 MW installiert, die einen Anteil von 6,6 % an der gesamten Bruttoengpaßleistung

hatten. Die Kapazität der Laufwasserkraftwerke betrug rund 2 870 MW, die der Speicherkraftwerke 1 307 MW und die der Pumpspeicherkraftwerke 2 714 MW. Nicht erfaßt ist in diesen Zahlen eine unbekannte Anzahl von Kleinkraftwerken, die außerhalb der öffentlichen Stromversorgung betrieben werden /Wagner, 1991/.

Die Bedeutung der Wasserkraft für die Stromerzeugung ist regional recht unterschiedlich. Während sie in Norddeutschland kaum zur Stromerzeugung beiträgt, hat sie beispielsweise in Rheinland-Pfalz und Bayern einen Anteil von über 10 % an der öffentlichen Elektrizitätserzeugung (vgl. Tabelle 6-3).

Das Wasserangebot unterliegt jahreszeitlichen und mehrjährigen Schwankungen. Naß- und Trockenjahre können Abweichungen von ± 15 % vom Mittelwert - dem sogenannten "Regelvermögen" - hervorrufen (vgl. Tabelle 6-6 und Tabelle 6-7). Hierbei kann sowohl ein sehr hohes als auch ein niedriges Angebot zu einer Reduzierung der max. Leistung führen.

in GWh	Jan.	Feb.	März	April	Mai	Juni	Juli	Aug.	Sept.	Okt.	Nov.	Dez.	Jahr
1985	794	1023	987	1154	1461	1411	1281	1253	1022	682	690	884	12624
1986	1019	830	1056	1344	1567	1494	1337	1260	966	828	886	894	13481
1987	1000	921	1192	1405	1547	1501	1538	1472	1241	1028	981	1185	15011
1988	1096	966	1114	1454	1567	1438	1391	1272	1152	1014	883	1350	14697
1989	1158	973	1282	1263	1235	1169	1345	1222	1043	989	917	916	13512

Tabelle 6-6: Stromerzeugung in Laufwasserkraftwerken der öffentlichen Versorgung nach Monaten in den Jahren 1985 - 1989 /EW/

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989
Laufwasserkraftwerke	6039	6178	6027	5652	5556	5178	5450	6064	5915	5389

Tabelle 6-7: Ausnutzungsdauern der Laufwasserkraftwerke der öffentlichen Versorgung (in Stunden) 1980 - 1989

Das theoretische Potential der Wasserkraft in den alten Bundesländern ist die potentielle Energie aller Gewässer. Es wird von /Horn, u. a., 1990/ mit ca. 100 TWh/a veranschlagt. Das technische Potential - d. h. das durch technische, infrastrukturelle, ökologische und andere Restriktionen verminderte theoretische Potential - wird auf 20 bis zu 30 TWh/a geschätzt. Unter Zugrundelegung des Regelarbeitsvermögens der Wasserkraftwerke von 18 TWh im Jahr 1987 wäre damit das technische Potential derzeit bereits zu 60 - 90 % ausgeschöpft. Die Ausschöpfung des technischen Potentials wird nicht zu einer äquivalenten Erhöhung der ganzjährig verfügbaren Leistung führen, da dazu auch die Nutzung zeitlich begrenzter Wasserkraftangebote erforderlich ist. Das ermittelte Zusatzpotential kann ausgeschöpft werden durch Revitalisierung stillgelegter Anlagen, Ausbau und Modernisierung von bestehenden Anlagen und durch Neubau.

Der Anteil des derzeit noch nicht genutzten technischen Potentials, der bei den erwarteten Energieträgerpreisen für konventionelle Energieträger wirtschaftlich würde, wird in /Bölkow, 1990/ für das Jahr 2005 mit 6 TWh angegeben. Bei einer Realisation dieses wirtschaftlichen Potentials und einer gleichzeitigen Reduktion der Stromerzeugung in Steinkohlekraftwerken in gleicher Höhe würden sich die CO₂-Emissionen um ca. 5,2 Mio. t CO₂/a reduzieren.

6.4 CO₂-Minderung durch Windenergie

Neben dem Wasserkreislauf hält die solare Strahlung auch den Kreislauf der Atmosphärenbewegung aufrecht. Aufgrund der - örtlich und zeitlich verschiedenen - Aufheizung der Erdoberfläche, der Erdrotation und der Topographie der Erde kommt es zu Bewegungen der atmosphärischen Luftmassen. Diese Luftbewegungen - und damit die nutzbare Energie - sind durch zeitliche und örtliche Schwankungen geprägt. Während an der Küste das Windangebot im Mittel über den Tag relativ ausgeglichen ist, herrschen im Binnenland aufgrund der dort auftretenden Thermik ausgeprägte Tagesgänge vor.

Hohe mittlere Windgeschwindigkeiten sind für die Nutzung der Windenergie von entscheidender Bedeutung, da das nutzbare Leistungsangebot der Windenergie mit der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit zunimmt. Geeignete Standorte mit hohen jahresmittleren Windgeschwindigkeiten liegen innerhalb der Bundesrepublik Deutschland meist in den Küstengebieten insbesondere an der Nord-, aber auch an der Ostsee, und weniger im Binnenland vor. Hier sind nur auf den Höhenlagen der Mittelgebirge - in Baden-Württemberg z. B. auf der Schwäbischen Alb und auf den Höhenlagen des Schwarzwaldes - und z. T. auch im Hochgebirge windgünstige Standorte gegeben /Kaltschmitt, u. a., 1992/ (vgl. Bild 6-4).

In der Bundesrepublik Deutschland waren im Jahr 1990 insgesamt 502 Windkraftanlagen mit einer gesamten Leistung von 47,5 GW in Betrieb (vgl. Tabelle 6-8). Hiervon waren 423 Anlagen mit einer Leistung von 46,5 GW ans Netz der EVU angeschlossen. Insgesamt wurden von diesen Anlagen rd. 42,8 GWh Strom ins Netz eingespeist. Die Gesamtstromerzeugung in allen Anlagen wurden von /Nitschke, 1991a/ mit rd. 58 GWh abgeschätzt. Demgegenüber betrug die gesamte Bruttostromerzeugung in den Kraftwerken der öffentlichen Versorgung (alte Bundesländer) 385 069 GWh. Die durchschnittliche Leistung der Windkraftanlagen beträgt 95 kW wobei die von den EVU betriebenen Anlagen im Mittel eine Nennleistung von 138 kW haben. Entsprechend dem günstigen Windangebot ist der weitaus größte Teil der Windkraftanlagen der alten Bundesländer an der Küste installiert. Gefördert durch das Windenergieprogramm des Bundesministers für Forschung und Technologie, hat sich die Zahl der im Netz betriebenen Anlagen in den letzten beiden Jahren mehr als verdoppelt.

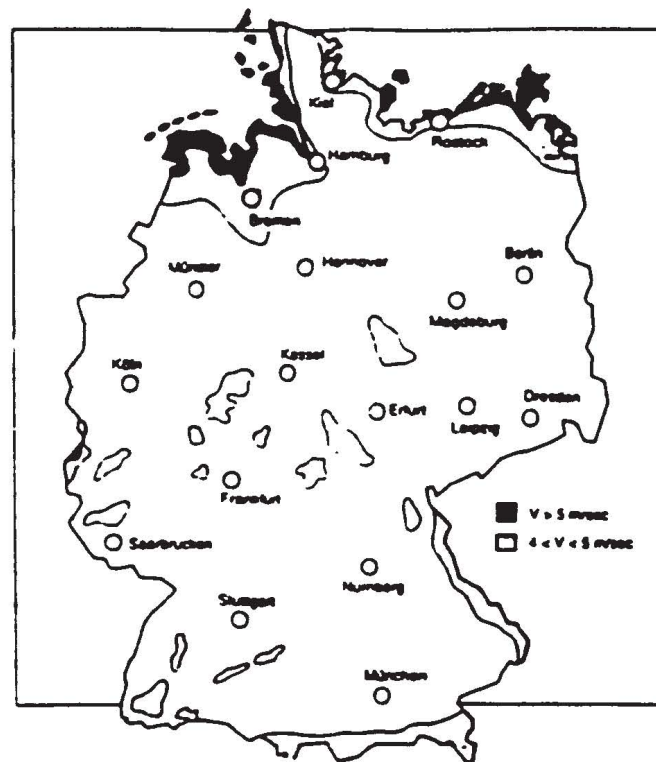


Bild 6-4: Windverhältnisse in der Bundesrepublik Deutschland in Hinblick auf eine Nutzung der Windenergie

Das technisch nutzbare Windpotential wird von /Bölkow, u. a., 1990/ unter Berücksichtigung aller Standorte - einschließlich der Off-Shore-Bereiche mit einer mittleren Windgeschwindigkeit von 4 m/s mit bis zu 250 TWh/a abgeschätzt. Unterstellt man eine durchschnittliche Auslastung der Windkraftanlagen von 2 000 h/a, so müßte zur Ausschöpfung des maximalen technischen Windpotentials von 250 TWh/a eine Leistung von 125 GW bereitgestellt werden. Im Vergleich dazu beträgt die gesamte installierte Leistung der Wärme- und Wasserkraftwerke in der alten Bundesrepublik derzeit rd. 104 GW.

Nach /Bölkow, u. a., 1990/ wird bis zum Jahr 2005 nur die Nutzung eines kleinen Teils des technischen Potentials auch wirtschaftlich (1 - 4 TWh/a). Würde dadurch Steinkohlestrom substituiert, so würden sich die CO₂-Emissionen um rd. 3,5 Mio. t CO₂/a reduzieren.

	gesamt		am EVU-Netz		
	Anzahl	Leistung [kW]	Anzahl	Leistung [kW]	Einspeisung [MWh]
Bayern	9	483	6	471	11,23
Baden-Württemberg	8	503	7	500	226,32
Hessen	17	1077	10	1013	12,50
Niedersachsen	213	19356	167	18877	24543,17
Nordrhein-Westfalen	68	2850	17	2461	593,12
Rheinland-Pfalz	4	93	3	91	25,16
Schleswig-Holstein	181	22857	181	23857	16813,62
Mecklenburg-Vorpommern	1	200	1	200	542,3
Sachsen-Anhalt	1	80	1	80	47,6
Summe	502	47499	423	46550	42815,02

Tabelle 6-8: 1990 in Betrieb befindliche Windkraftanlagen in der Bundesrepublik Deutschland nach Bundesländern /Nitschke, 1991/

	technisches Potential		wirtschaftliches Potential	
	Strom (erzeugbare elektrische Energie) [TWh/a]		Strom (erzeugbare elektrische Energie) [TWh/a]	
	1989	2005	1989	2005
Windenergie	200 - 250	200 - 250	< 1	1-4

Tabelle 6-9: Windenergiepotential in der Bundesrepublik Deutschland /Bölkow, u. a., 1990/

6.5 CO₂-Minderung durch photovoltaische Stromerzeugung

Die auf der Erdoberfläche auftreffende Strahlungsenergie wird auf dem Globus sehr ungleichmäßig verteilt dargeboten. Neben der meteorologischen Großwetterlage und den mikroklimatischen Randbedingungen ist für die Strahlungsintensität und damit für die eingestrahlte Energiedichte der Sonnenstand über dem Horizont und somit die Länge des Strahlungsweges durch die Atmosphäre bestimmend. Aus diesen Gründen ist das Energieangebot durch einen ausgeprägten Tages- und Jahresgang sowie durch signifikante geografische und topographische Standortabhängigkeiten gekennzeichnet.

Innerhalb der Bundesrepublik Deutschland beträgt die Strahlungsleistung auf die Erdoberfläche maximal nur etwa 1 000 W/m². Die eingestrahlte Leistung kann - selbst zur Mittagszeit - an bewölkten Wintertagen auf unter 100 W/m² fallen. Auch wird die von der Sonne kommende Strahlung auf dem Weg durch die Erdatmosphäre so verändert, daß bei der letztlich auf die Erdoberfläche eintreffenden Strahlung zwischen zwei verschiedenen Anteilen unterschieden werden kann:

- der direkten Sonnenstrahlung und
- der diffusen Himmelsstrahlung.

Die auf die Bundesrepublik Deutschland auftreffende Strahlung ist durch einen hohen Anteil an diffuser Strahlung und einen vergleichsweise geringen Anteil an direkter Strahlung gekennzeichnet. Aufgrund des hohen Anteils an diffuser Strahlung sind in der Bundesrepublik Deutschland zur solaren Stromerzeugung nur Photovoltaikgeneratoren sinnvoll einsetzbar /Kaltschmitt, u. a., 1992/.

Im Mittel wird in der Bundesrepublik Deutschland (alt) jährlich eine Energiemenge von rund 1 000 kWh je m² eingestrahlt. Dies entspricht einer Gesamtenergie von rund 250 000 TWh pro Jahr. Demgegenüber betrug im Jahr 1990 die Nettostromerzeugung in der Bundesrepublik nur 0,16 % der eingestrahlten Solarenergie.

Das theoretische Flächenpotential für eine Installation von Anlagen zur photovoltaischen oder - in Konkurrenz dazu - solarthermischen Nutzung ist - verglichen mit anderen regenerativen Optionen - prinzipiell außerordentlich hoch. Theoretisch könnten auf jedem Hausdach und

auf jeder freien und ungenutzten Fläche Solaranlagen aufgestellt werden. Dabei kommen für Gebäudedächer vorwiegend Anlagen mit geringer installierter Leistung (ca. 1 - 20 kW) in Frage, während sich Freiflächen vorwiegend zur Installation größerer Anlagen im MW-Bereich eignen.

Die technische Begrenzung ergibt sich durch die durch die Unstetigkeit des Energieangebots bedingte geringe gesicherte Kapazität. Als eine Grenze für die Energie, die ohne Problematik ins Netz der BRD einspeisbar ist, ergeben sich ca. 50 TWh. Dies entspricht etwa 12 % des heutigen Strombedarfs in der Bundesrepublik (alt). Denkbar wäre, daß sich dieser Betrag durch ein intelligentes Lastmanagement (d. h. durch teilweise Anpassung des Energiebedarfs an das solare Energieangebot) verdoppeln läßt. Unter dieser Voraussetzung wird das maximale technische Potential für das Jahr 2005 auf 100 TWh abgeschätzt /Bölkow, u. a., 1990/. Unterstellt man, daß bei einer Umsetzung des technischen Potentials eine im heutigen Strommix erzeugte Strommenge substituiert würde, so ließe sich dadurch der CO₂-Ausstoß um rd. 58 Mio. t CO₂/a reduzieren.

Aufgrund der hohen Anlagenkosten wird von /Bölkow, u. a., 1990/ auch für das Jahr 2005 noch kein wirtschaftliches Potential gesehen. Die Anwendungen werden demnach auch weiterhin auf Nischen - z. B. zur netzunabhängigen Versorgung abgelegener Verbraucher - beschränkt bleiben. Daneben werden Photovoltaikanlagen auch für Anwendungen zum Einsatz kommen, bei denen Wirtschaftlichkeitsaspekte nicht im Vordergrund stehen.

1990 war in der Bundesrepublik Deutschland (neu) eine photovoltaische Gesamtleistung von 1,4 MW installiert /Nitschke, 1991b/. Die Stromeinspeisung in das Netz der öffentlichen Versorgung betrug ca. 595 MWh (1990). Vor allem durch das 1000-Dächer-Förderprogramm der Bundesregierung wird eine Erhöhung der Leistung bis Ende 1992 auf 7,3 MW erwartet.

Für das Jahr 2005 geht /Prognos, 1991b/ von einer installierten Leistung von 17 MW und einer Bruttostromerzeugung von 17 GWh in Photovoltaikanlagen aus.

6.6 CO₂-Minderung durch die Nutzung von Biomasse zur Stromerzeugung

Biomasse ist prinzipiell ein Sammelbegriff für alle pflanzlichen und tierischen Stoffe. Die für eine energetische Verwertung in Frage kommende Biomasse kann zum einen dem Reststoffbereich der Land-, Forst-, und Viehwirtschaft entstammen oder Bestandteil des Industrie-, Straßen- und Hausmülls sein. Zum anderen kann sie ihren Ursprung auch in dem gezielten Anbau von Energiepflanzen haben.

Von einem geschlossenen CO₂-Kreislauf bei der Nutzung von Biomasse kann gesprochen werden, wenn den Emissionen bei der Nutzung dieser Energieträger eine entsprechende Menge an CO₂ gegenübersteht, die von den nachwachsenden Pflanzen mit dem Prozeß der Photosynthese aus der Atmosphäre aufgenommen wird. In eine Gesamtbilanz der Klimaauswirkungen durch die Nutzung von Biomasse sind jedoch noch die indirekten CO₂-Emissionen, die z. B. beim Anbau von energetischen Nutzpflanzen sowie die Emissionen weiterer klimarelevanter Gase (z. B. N₂O) mit einzubeziehen.

Im folgenden wird ein kurzer Überblick über die vielfältigen Verfahren der Umwandlung und der Biomasse und die dabei erzeugten Energieträger gegeben (vgl. Bild 6-5).

Feste Biomasse, ob als Abfallbiomasse (wie beispielsweise Stroh oder Restholz) oder als Produkte von Energieplantagen (wie z. B. Hackschnitzel) kann durch Verbrennung in Wärme bzw. Strom umgewandelt werden. Dazu kommt i. allg. eine konventionelle Technik zum Einsatz, die zur Erfüllung der Abgasgrenzwerte speziell auf den jeweiligen Brennstoff hin optimiert wird.

Gegenwärtig werden in den alten Bundesländern ca. 35 % des Hausmülls und der hausmüllähnlichen Abfälle in Müllgroßverbrennungsanlagen verbrannt. 1990 wurde in den Müllkraftwerken der Bundesrepublik rd. 2 926 GWh Strom erzeugt /Nitschke, 1991c/. Dabei ist jedoch nur der organische Anteil (ca. 40 Gewichtsprozent) der Biomasse zuzuordnen.

Das Vergasen - d. h. das Umsetzen zu gasförmigem Brennstoff - von Holz oder anderen organischen Stoffen ist im Vergleich zur Verbrennung ein veredelndes Verfahren, da mit dem entstehenden Gas eine hochwertigere und vielseitigere Energie zur Verfügung steht, als es die

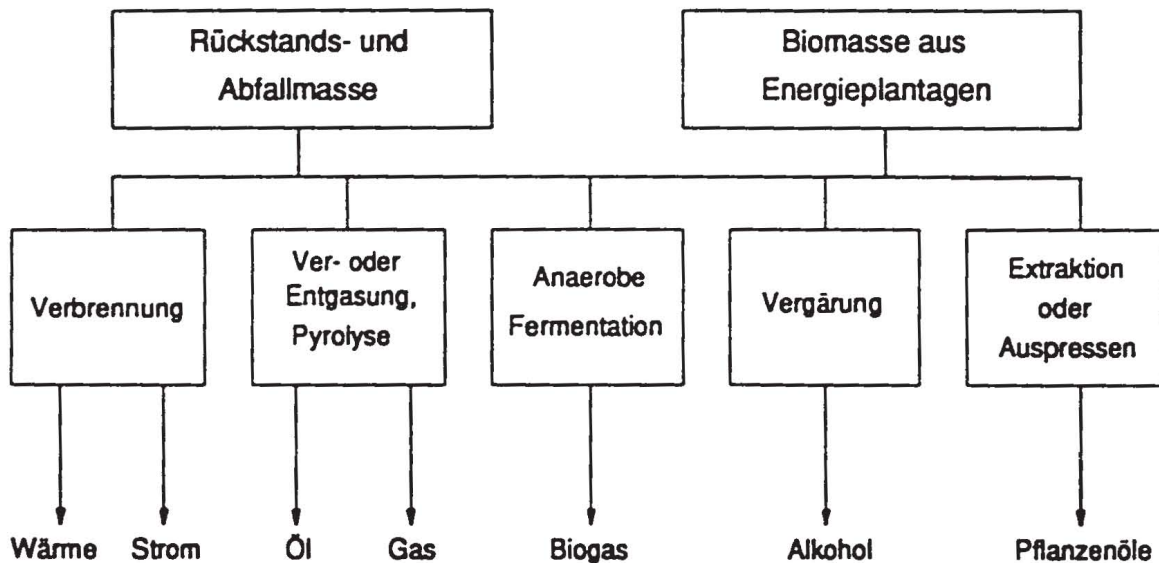


Bild 6-5: Verfahren der Umwandlung von Biomasse

Wärme ist. Im Jahr 1990 wurde in der Bundesrepublik Deutschland nur ein BHKW (0,4 MW_e) mit Holzgas betrieben (vgl. Tabelle 6-10).

Ein weiteres thermochemisches Verfahren stellt die **Pyrolyse** dar. Unter Pyrolyse versteht man die thermische Zersetzung komplexer organischer Moleküle bei höheren Temperaturen unter Luftabschluß. Es entstehen brennbare oder nichtbrennbare Gase, Teer und Holzkohle.

Bei der **anaeroben Fermentation** können organische Abfallstoffe aus der Landwirtschaft (Gülle bzw. Mist), der lebensmittelverarbeitenden Industrie oder der Abfallwirtschaft mit Hilfe von Biogasanlagen umgesetzt werden. Dabei wird Methan und Kohlendioxid in einem mehrstufigen Prozeß durch Bakterien gebildet. Neben Methan (ca. 50 bis 70 Vol.-%), Kohlendioxid (ca. 50 bis 30 Vol.-%) und Wasser enthält das Biogas auch geringe Anteile Schwefelwasserstoff. Wird das Biogas entschwefelt, sind die Emissionen aus der Biogasfeuerung annähernd mit der Erdgasfeuerung zu vergleichen.

Für die Nutzung von Biogas aus Gülle sind Konzepte - je nach strukturellen Bedingungen - für einzelbetriebliche Anlagen (ab ca. 20 - 30 Großvieheinheiten (GV)), für Verbundanlagen

	Anzahl	Engpaßleistung [MW]	Stromerzeugung (geschätzt) [GWh]
Klärgas	305	109,8	536,8
Deponiegas	81	59,3	187,3
Biogas	20	0,7	2,1
Holzabfälle	32	19,7	59,4
Summe	395	3161,4	765,6

Tabelle 6-10: Anzahl, elektrische Leistung und Gesamtstromerzeugung der 1990 in Betrieb befindlichen Blockheizkraftwerke mit Abfall- und Biogasfeuerung /Nitschke, 1991b/

zum Anschluß mehrerer Betriebe oder in Zentralanlagen mit 1 000 bis 3 000 GV entwickelt worden. In der BRD sind gegenwärtig (1990) etwa 20 mit Biogas betriebene BHKW mit einer gesamten elektrischen Leistung von ca. 0,7 MW in Betrieb (vgl. Tabelle 6-10).

In knapp 50 % der (meist größeren) Kläranlagen wird eine anaerobe Weiterbehandlung des Klärschlammes zur Geruchs- und Gewichtsreduzierung durchgeführt. Bei diesem Prozeß wird Klärgas (entspricht etwa dem Biogas) freigesetzt. Durch die Nutzung dieses Gases lassen sich - je nach Auslastung und Ausstattung der Anlage - zwischen 40 % und 100 % des Strom- und Wärmebedarfs der Kläranlage decken. Die elektrische Leistung der 305 Klärgas-BHKW in der Bundesrepublik beträgt ca. 110 MW (vgl. Tabelle 6-10).

Das sich aufgrund anerobier Abbauprozesse der organischen Anteile auf Deponien bildende Deponiegas (ca. 55 % CH₄) diffundiert meist in Zeiträumen von 15 bis 20 Jahren zur Oberfläche. Es kann in Rohrsystemen gesammelt und zur Strom- und Wärmeerzeugung genutzt werden. Zur Stromerzeugung standen im Jahr 1990 rd. 59,3 MW_e zur Verfügung (vgl. Tabelle 6-10).

Neben der Gülle eignen sich auch Grünabfälle (z. B. Rübenblätter, Kartoffelkraut) zur Biogaserzeugung. Diese Abfälle könnten auch als Zugabe in Kläranlagenfaultürmen oder in landwirtschaftlichen Biogasanlagen eingesetzt werden.

Ein Großteil des aus Bio- und Abfallgas erzeugten Stroms wird heute zur Eigenbedarfsdeckung genutzt. Die gesamte Stromerzeugung in BHKW-Anlagen mit Bio- oder Abfallgasfeuerung werden für das Jahr 1990 auf 765,6 GWh geschätzt /Nitschke, 1991c/. Davon wurden 118,1 GWh in den Anlagen der EVUs erzeugt, weitere 102,6 GWh wurden von Dritten ins öffentliche Netz eingespeist (vgl. Tabelle 6-10).

Aus stärke- oder zuckerhaltigen Pflanzen kann fermentativ (Vergärung) Äthanol erzeugt werden. Das Prinzip der Äthanolgewinnung besteht darin, zucker-, stärke- oder zellulosehaltige Lösungen mit Hilfe von Mikroorganismen in Form von Hefe zu Alkohol (Äthanol) umzusetzen. Zur Äthanolherstellung geeignet sind zuckerhaltige Biomasse (Zuckerrohr, Zuckerrübe), stärkehaltige Biomasse (Mais, Getreide, Kartoffel) und zellulosehaltige Biomasse (Holz, Stroh).

Unter den klimatischen Verhältnissen der Bundesrepublik Deutschland stellen Raps bzw. in klimatisch begünstigten Gegenden auch Sonnenblumen geeignete Ölpflanzen dar. Der Ölgehalt der Rapskörner liegt bei etwa 40 %; davon können durch Auspressen 75 bis 80 % und bei der Extraktion ca. 98 % gewonnen werden.

Flüssige Bio-Energieträger bieten sich wegen ihrer guten Speichereigenschaften vor allem als Kraftstoffe zum Einsatz in Verbrennungsmotoren (z. B. von Pkws oder Blockheizkraftwerken) an.

Eine Abschätzung des technischen und wirtschaftlichen Potentials von Müll, Klärgas, Deponegas sowie Biogas aus Gülle zur Stromerzeugung für die alte Bundesrepublik wurde im Rahmen des Studienprogramms der Enquete-Kommission "Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre durchgeführt /Bölkow, u. a., 1990/ (vgl. Tabelle 6-11). Demnach beträgt das technische Potential aller untersuchten Bioenergieträger zur Stromerzeugung für das Jahr 2005 ca. 10 - 12 TWh. Das unter Zugrundelegung einer moderaten Entwicklung der Preise fossiler Energieträger ermittelte wirtschaftliche Potential liegt jedoch mit 3 - 6 TWh deutlich darunter.

Die energetische Bilanz der Nutzung von Energiepflanzen wurde von der Enquete-Kommission als problematisch bewertet. Auch unter den Gesichtspunkten einer ökologisch verträglichen Landwirtschaft ist eine verstärkte Nutzung dieser Energiepotentiale kritisch zu betrachten

/Kohler, u. a., 1990/. Ein technisches oder wirtschaftliches Potential eines Energiepflanzenanbaus wird nicht ausgewiesen.

	Müllverbrennung ¹⁾		Deponie- und Klärgas ²⁾		Biogas aus Gülle ³⁾		Insgesamt	
	heute	2005	heute	2005	heute	2005	heute	2005
Technisches Potential								
- Strom [TWh/a]	0,25	-	7	7	3 - 5	3 - 5	10 - 12	10 - 12
- Wärme [PJ/a]	1,9	4 - 12	67	67	32 - 59	32 - 59	101 - 128	103 - 138
Wirtschaftliches Potential								
- Strom [TWh/a]	0,25	-	1	2 - 3	> 0	1 - 3	1,5	3 - 6
- Wärme [PJ/a]	1,9	4 - 12	13,8	20 - 38	> 0	16 - 36	16	40 - 86
¹⁾ nur organischer Anteil bewertet. Konkurrierende Technik zur Deponiegasnutzung und anaeroben Müllbehandlung. ²⁾ Deponiegasnutzung ist konkurrierende Technik zur Müllverbrennung und anaeroben Müllbehandlung. Potentiale der Industrieabwässer sind in denen von Klärgas enthalten. ³⁾ Potentiale inklusive Grünabfälle. Konkurrierende Technik zur Rottewärmenutzung.								

Tabelle 6-11 Potentiale der Biomasse- und Abfallnutzung in den alten Bundesländern 1990
/Bölkow, u. a., 1990/

Unterstellt man die vollständige Umsetzung des wirtschaftlichen Potentials der Biomasse zur Stromerzeugung und wird angenommen, daß dadurch in Steinkohlekraftwerken erzeugter Strom substituiert wird, so könnte der direkte CO₂-Ausstoß gegenüber heute um rd. 4,2 Mio. t CO₂ verringert werden.

Darüber hinaus können durch die Verbrennung der Abfallstoffe teilweise die Emissionen anderer klimarelevanter Gase - z. B. des bei der anaeroben Umwandlungsprozessen entstehende CH₄ - reduziert werden.

6.7 Auswirkungen verschiedener Elektrofahrzeugbestände und unterschiedlicher Stromerzeugungssysteme auf die CO₂-Emissionen

Zur Berechnung der mit der Stromerzeugung für Elektrofahrzeuge verbundenen Emissionen gibt es verschiedene Ansätze /Sporckmann, 1990/. Ein häufig vor allem bei neuen Stromanwendungen angewandtes Verfahren ist die Zuwachsbetrachtung. Bei dieser Methode wird allen neu hinzukommenden Stromanwendungen der Primärenergieeinsatz für die Kraftwerke, mit denen die Lastanpassung betrieben wird, zugeordnet. Diese Betrachtung führt jedoch auf unlösbare Widersprüche. Die Emissionen durch den Betrieb zweier identischer Elektrofahrzeuge würden dadurch abhängig vom Zeitpunkt der Inbetriebnahme. Ebenso würden sich beim Wegfall anderer Stromanwendungen unterschiedliche Werte ergeben.

Demgegenüber werden beim Gleichheitsprinzip allen Stromanwendungen der sich aus dem gesamten Kraftwerkspark ergebende Durchschnitt des spezifischen Primärenergieeinsatzes zugeordnet. Hierbei ist jedoch der Zeitpunkt der Stromnutzung zu beachten. Zur Bestimmung der mit der Strombereitstellung für Elektrofahrzeuge verbundenen Emissionen nach dem Gleichheitsprinzip müßte die zeitliche Entnahmecharakteristik eines Fahrzeugkollektivs der aktuellen Erzeugungsstruktur zugeordnet und über ein Jahr aufsummiert werden /Sporckmann, 1990/. Demnach können nur die CO₂-freien Stromerzeugungssysteme zur Verbesserung der Emissionsbilanz von Elektrofahrzeugen beitragen, deren Elektrizitätserzeugung zeitlich mit der Stromentnahme der Fahrzeuge zusammenfällt.

Bei einer Realisierung der ermittelten wirtschaftlichen Potentiale der CO₂-freien Stromerzeugungssysteme bis zum Jahr 2005 würde die Kernenergie weiterhin den größten Beitrag zur CO₂-freien Stromerzeugung leisten. Der Beitrag der erneuerbaren Energieträger wäre mit 34 TWh vergleichsweise gering.

In den untersuchten Strategien der CO₂-Minderung durch Kernenergie wird unterstellt, daß durch eine höhere Auslastung und durch einen Zubau von Kernreaktoren Braun- und Steinkohlekraftwerke ersetzt werden, so daß sich der Kernenergieanteil während des gesamten Tages erhöhen würde. Eine Vergleichmäßigung der Stromnachfrage wird dabei nicht unterstellt, so daß in diesem Fall davon ausgegangen werden kann, daß in den Schwachlastzeiten weiterhin günstigere Stromtarife gelten werden. Aus heutiger Sicht würde folglich auch dann

die Hauptladezeit der Elektrofahrzeugbatterien in den Nachtstunden zwischen 22⁰⁰ und 6⁰⁰ Uhr liegen.

Die zeitliche Stromerzeugungsstruktur für das Jahr 2010 ist nicht bekannt. Da jedoch beim max. technisch möglichen Ausbau der Kernenergie ihr Anteil an der installierten Kraftwerksleistung rd. 50 % beträgt, lassen sich die Auswirkungen einer verstärkten Nutzung der Kernenergie durch den über ein Jahr gemittelten Kraftwerksmix abschätzen. Demnach würden sich die spezifischen CO₂-Emissionen im Jahr 2005 - je nach Ausbaustrategie - um 64 - 292 g CO₂/kWh reduzieren.

Würden regenerative Energieträger über den heutigen Umfang hinaus zur Substitution von Steinkohle genutzt, so würden sich die über ein Jahr gemittelten spezifischen CO₂-Emissionen der Stromerzeugung im Jahr 2005 um ca. 26 g CO₂/kWh reduzieren. Das Energieangebot der regenerativen Energieträger unterliegt z. T. starken tages- und jahreszeitlichen Schwankungen. Ohne genaue Kenntnis der Netzeinspeisecharakteristik lassen sich keine Angaben machen, welche Auswirkungen die Nutzung des wirtschaftlichen Potentials der regenerativen Energieträger auf eine nach dem Gleichheitsprinzip erstellte Emissionsbilanz von Elektrofahrzeugen hat.

Die Realisierung der in den vorangegangenen Kapiteln für das Jahr 2005 angegebenen technischen Reduktionspotentiale der CO₂-freien Stromerzeugungssysteme würde zu einer erheblichen Änderung der Stromversorgungsstruktur führen. Ebenso liegen den Potentialangaben auch Maßnahmen zur Anpassung der Stromnachfrage an das Energieangebot zugrunde. Somit sind gegenwärtig weder Aussagen über die zu erwartende Ladecharakteristik der Fahrzeuge noch über den Kraftwerkeinsatz und somit auch keine Angaben über die Auswirkungen auf die Gesamtemissionen möglich.

Neben einer netzgekoppelten Elektrizitätserzeugung mit regenerativen Energieträgern wird - vor allem für photovoltaische Systeme - vielfach auch der Einsatz netzunabhängiger Stromerzeugungsanlagen zur Energieversorgung von Elektrostraßenfahrzeugen diskutiert und im praktischen Einsatz erprobt (vgl. z. B. /Willier, 1992/, /Thoma, u. a., 1990/).

Fahrzeuge, die ihren Strombedarf nur über die auf der Außenfläche befestigten Solarzellen decken, werden heute vor allem zu Versuchszwecken sowie für Wettbewerbe konstruiert und eingesetzt /Jeanneret, 1987/, /DGS, 1990/. Die bisherige Erfahrung hat jedoch gezeigt, daß auch in nächster Zukunft in unseren Breiten für solche Fahrzeuge die Alltagstauglichkeit nicht erreicht werden wird, da z. B.

- die Solargeneratorfläche für die benötigte Energiemenge so groß sein muß, daß eine raumsparende Konstruktion kaum möglich erscheint,
- die Abhängigkeit vom Solarstrahlungsangebot einen tageszeitlichen und witterungsunabhängigen Betrieb nicht zulassen.

Unterstellt man, daß die Anpassung der Stromerzeugung an die durch verschiedene Elektrofahrzeugbestände geänderte gesamte Stromnachfrage nicht über CO₂-freie Stromerzeugungssysteme sondern durch Steinkohlekraftwerke erfolgt, so würde sich im Jahr 2010 die durchschnittliche pro erzeugter kWh emittierte CO₂-Menge bei einem Bestand von 0,5 Mio. Fahrzeugen um ca. 3 g CO₂/kWh, bei 1 Mio. Fahrzeugen um ca. 8 g CO₂/kWh und bei 2 Mio. Fahrzeugen um ca. 17 g CO₂/kWh erhöhen. Umgekehrt würde ein entsprechender Einsatz CO₂-freier Stromerzeugungssysteme - z. B. in Form einer höheren Auslastung der Kernkraftwerke - zu einer Reduktion der spezifischen CO₂-Emissionen um 1 bis 7 g CO₂/kWh führen.

Neben der Entlastung der Emissionen in den Innenstädten wird die CO₂-Problematik als ein Kriterium für einen Elektrofahrzeugeinsatz aufgeführt. Für die Frage der Zuordnung der CO₂-Emissionen bei der Strombereitstellung für Elektrofahrzeuge ist das Gleichheitsprinzip - unter Beachtung der zeitlichen Stromentnahme- und Elektrizitätserzeugungsscharakteristik - zu unterstellen. Wie gut sich hier die Stromnachfrage durch Elektrostraßenfahrzeuge und die Leistungsganglinie der CO₂-freien Stromerzeugungssysteme decken, ist noch zu analysieren.

Um für die Zukunft detailliertere Aussagen machen zu können, sind weiteren Analysen nötig. Hierbei könnten z. B. Kraftwerkseinsatzmodelle zum Einsatz kommen. Mit solchen Modellen läßt sich ein unter Kosten- oder Emissionsgesichtspunkten optimaler Kraftwerkseinsatz zur Deckung eines sich aus einem verstärkten Einsatz von Elektrofahrzeugen ergebenden gesamten Strombedarfs bestimmen. Damit sind die Effekte einer Nutzung von Elektrofahrzeugen auf den Energieeinsatz, auf die Umweltbelastungen und auf die entstehenden Kosten abschätzbar.

Literatur

Analysen, 1991

CO₂-Emissionen der weltweiten Stromerzeugung
Stellungnahme des Arbeitskreises I "Technik und Industrie" des Deutschen Atomforums, Analysen 28, Bonn, September 1991

Bölkow Ludwig, u. a. 1990

Erneuerbare Energiequellen, Zusammenfassung der Ergebnisse des Studienkomplexes A.3
In: Energie und Klima / hrsg. von d. Enquete-Kommission "Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre" d. Deutschen Bundestages. - Bonn [u.a.] : Economica Verl. [u.a.], 1990 ; 3. Erneuerbare Energien, S. [964] - 1099

DGS, 1990

7. Internationales Sonnenforum - Frankfurt der Deutschen Gesellschaft für Sonnenenergie e. V., München 1990

Energie und Klima, 1990

Energie und Klima / hrsg. von d. Enquete-Kommission "Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre" d. Deutschen Bundestages. - Bonn [u.a.] : Economica Verl. [u.a.], 1990 ; verschiedene Bände

EW

Die Elektrizitätswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland
Sonderdruck aus Elektrizitätswirtschaft, Zeitschrift der Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke VDEW, verschiedene Jahrgänge, zuletzt 1990

Fahl, Ulrich, u. a., 1990

Abschätzung der technischen und wirtschaftlichen Potentiale des Beitrags zur Energieversorgung und zur Minderung klimarelevanter Spurengase durch Kernenergie in der Bundesrepublik Deutschland : Studie A.4.2.a und A.4.2.b

In: Energie und Klima / hrsg. von d. Enquete-Kommission "Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre" d. Deutschen Bundestages. - Bonn [u.a.] : Economica Verl. [u.a.], 1990 ; 5. Kernenergie S. [191] - 316

Fahl Ulrich, u. a., 1991

Der mögliche Beitrag der Kraft-Wärme-Kopplung zur CO₂-Minderung - Ein Rückblick auf die Arbeiten der Enquete-Kommission
in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 1992,4, S. 229 - 237

Fritsche Uwe, 1990

Emissionsmatrix für klimarelevante Schadstoffe in der BRD; Studie A.1.1.b
In: Energie und Klima / hrsg. von d. Enquete-Kommission "Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre" d. Deutschen Bundestages. - Bonn [u.a.] : Economica Verl. [u.a.], 1990 ; 2. Energieeinsparung sowie rationelle Energienutzung und -umwandlung, S. [49] - 86

Hahn Lothar, Voß Alfred, 1990

Nutzung der Kernenergie - Zusammenfassung der Ergebnisse des Studiekomplexes A.4:
In: Energie und Klima / hrsg. von d. Enquete-Kommission "Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre" d. Deutschen Bundestages. - Bonn [u.a.] : Economica Verl. [u.a.], 1990 ; 5. Kernenergie, S. [1631] - 1759

Hopf R., u. a., 1991

Konzeptionelle Fortentwicklung des Verkehrsbereichs, Zusammenfassung des Studienkomplexes A.6
In: Energie und Klima / hrsg. von d. Enquete-Kommission "Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre" d. Deutschen Bundestages. - Bonn [u.a.] : Economica Verl. [u.a.], 1990 ; 6. Konzeptionelle Fortentwicklung des Verkehrsbereichs, S. [777] - 897

Horn Manfred, u. a., 1990

Wasserkraft : Studie A.2.3a und Studie A.2.3.b
In: Energie und Klima / hrsg. von d. Enquete-Kommission "Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre" d. Deutschen Bundestages. - Bonn [u.a.] : Economica Verl. [u.a.], 1990 ; 3. Erneuerbare Energien, S. [167] - 272

Jeanneret R., 1987

Solarantrieb und Solarautos

in: Öster. Zeitschrift für Elektrizitätswirtschaft, 1987,1

Kaltschmitt Martin, u. a., 1992

Potentiale und Kosten regenerativer Energieträger in Baden-Württemberg

Forschungsbericht des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung

Band 11, Universität Stuttgart, 1992,

Kohler, Stephan, u. a., 1990

Hemnisse und Maßnahmen: Studie A.2.8

In: Energie und Klima / hrsg. von d. Enquete-Kommission "Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre" d. Deutschen Bundestages. - Bonn [u.a.] : Economica Verl. [u.a.], 1990

; 3. Erneuerbare Energien, S. [913] - 962

Nitsch J., Luther J., 1990

Energieversorgung der Zukunft

Springer Verlag, Berlin, 1990

Nitschke Joachim, 1991a

Nutzung der Windenergie zur Stromerzeugung in der Bundesrepublik Deutschland

in: Elektrizitätswirtschaft, 1991,24, S. 1370 - 1378

Nitschke Joachim, 1991b

**Nutzung von Sonnenenergie zur Stromerzeugung in der Bundesrepublik Deutschland -
Stand der Entwicklung 1991**

in: Elektrizitätswirtschaft, 1991,24, S. 1381 - 1388

Nitschke Joachim, 1991c

Strom aus Biomasse und Abfällen - Entwicklungsstand in der Bundesrepublik Deutschland 1991

in: Elektrizitätswirtschaft, 1991,24, S. 1391 - 1397

Prognos, 1987

Rationelle Energieverwendung und -erzeugung ohne Kernenergienutzung: Möglichkeiten sowie energetische, ökologische und wirtschaftliche Auswirkungen, Untersuchung im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft, Mittelstand und Technologie des Landes Nordrhein-Westfalen, Basel, Köln, Oktober 1987

Prognos, 1991a

Wirksamkeit verschiedener Maßnahmen zur Reduktion der verkehrlichen CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2005, Untersuchung im Auftrag des Bundesministers für Verkehr Bonn, Basel, 1991

Prognos, 1991b

Die energiewirtschaftliche Entwicklung in der Bundesrepublik Deutschland bis zum Jahr 2010 unter Einbeziehung der fünf neuen Bundesländer, Untersuchung im Auftrag des Bundesministers für Wirtschaft, Basel, Bonn, Dezember 1991

Sporckmann Bernd, 1990

Elektrofahrzeuge als Luftschadstoffbremse ?
in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 1990,6, S. 418 - 423

Sporckmann Bernd, 1992

Die Stromversorgung von Elektrofahrzeugen in der Bundesrepublik Deutschland (alte Bundesländer,
in: Elektrizitätswirtschaft, 1992, Heft,5

Technikfolgen, 1990,

Bedingungen und Folgen von Aufbaustrategien für eine solare Wasserstoffwirtschaft, Untersuchung im Auftrag der Enquete-Kommission "Technikfolgen - Abschätzung und Bewertung, DIW, DLR, EWI, Ffe, LBS, Universität Oldenburg, Stuttgart, 1990

Thoma A., u. a., 1990

**Betriebserfahrungen mit einem System aus Elektrofahrzeug und Solarladestation
in: 7. Internationales Sonnenforum - Frankfurt der Deutschen Gesellschaft für Sonnen-
energie e. V., München 1990, S. 2199 ff**

VDEW, 1990

**Potentiale zur Minderung der CO₂-Emissionen in der Elektrizitätswirtschaft der Bundes-
republik Deutschland - Bericht des VDEW-Gesprächskreises "Klimafragen", Frankfurt,
1990**

VDI-GET, 1991

**Potentiale regenerativer Energieträger in der Bundesrepublik Deutschland
Regenerative Energiequellen, Teil I, VDI-GET-Fachausschuß "Regenerative Energien",
Stuttgart, 1991**

Wagner, Eberhard, 1991

**Kleinwasserkraftanlagen in Deutschland, Stand 1990
in: Elektrizitätswirtschaft, 1991,24, S. 1354 - 1369**

Willer Bernd, 1992

**Regenerative Energieversorgung von Elektrofahrzeugen
in: Siebtes Nationales Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein, 1992, S.
85 - 95**

7. Kumulierter Energieaufwand von Kraftfahrzeugen

Systemquervergleich von verbrennungsmotorisch und elektromotorisch angetriebenen Fahrzeugen der Mittelklasse.

7.1 Einleitung

Zu einer ökologischen Bewertung von Elektrofahrzeugen ist neben der Bilanzierung der klima- und vegetationsrelevanten Schadstoffe nach Ort und Zeitpunkt des Auftretens sowie der auf die Ballungsräume entfallenden Emissionen der Energieaufwand für die Herstellung, Nutzung und Entsorgung der Fahrzeuge relevant, da dieser insgesamt für die Entstehung von Schadstoffen verantwortlich ist.

Im folgenden werden die einzelnen Energieaufwendungen für die Herstellung, Nutzung und Entsorgung von verbrennungsmotorisch mit Ottokraftstoff betriebenen und elektrisch angetriebenen Pkw in der Art eines Systemquervergleichs für Mittelklasse-Pkw dargestellt. Für Elektrofahrzeuge werden dabei die Energiespeichersysteme Blei(Pb)- und Natrium-/Schwefel(Na/S)-Batterie untersucht.

7.2 Definitionen

Der Kumulierte Energieaufwand (KEA) gibt die Gesamtheit des Energieaufwands an, der im Zusammenhang mit der Herstellung, Nutzung und Beseitigung eines Gegenstandes entsteht bzw. diesem ursächlich zugewiesen werden kann. Dieser somit gegenstandsbezogene Energieaufwand stellt die Summe der kumulierten Energieaufwendungen für die Herstellung (KEA_H), die Nutzung (KEA_N) und die Entsorgung (KEA_E) des Gegenstandes dar. Der KEA und seine Teilsummen werden im folgenden immer als primärenergieseitig bewertete Energiemengen angegeben.

KEA_H wird der gegenstandsbezogene Energieaufwand genannt, der sich als Summe allen Energieaufwands ergibt, der bei der Herstellung des Gegenstandes selbst und der Gewinn-

nung, Verarbeitung, Herstellung und Entsorgung der Fertigungs-, Hilfs-, Betriebsstoffe und Betriebsmittel für diesen Gegenstand benötigt wird. Dabei ist anzugeben, ob und inwieweit die Distribution des Gegenstandes miteingerechnet ist.

KEA_N wird der gegenstandsbezogene Energieaufwand genannt, der sich als Summe allen Energieaufwands ergibt, der für den Betrieb oder die Nutzung des Gegenstandes benötigt wird. Diese Summe beinhaltet, neben dem Betriebsenergieverbrauch selbst, den kumulierten Energieaufwand für die Herstellung und Entsorgung von Ersatzteilen, von Hilfs- und Betriebsstoffen sowie von Betriebsmitteln, die für Betrieb, Wartung und Instandhaltung erforderlich sind. Die zugrundegelegten Betriebs- und Nutzungszeiten sind stets anzugeben, damit bilanzzeitgerechte Angaben ermöglicht werden.

KEA_E wird der gegenstandsbezogene Energieaufwand genannt, der sich als Summe allen Energieaufwands ergibt, der bei der Entsorgung eines Gegenstandes benötigt wird. In dieser Summe ist, neben dem Energieaufwand für die Entsorgung selbst, der kumulierte Energieaufwand für die Herstellung und Entsorgung von Hilfs- und Betriebsstoffen sowie von Betriebsmitteln, die für die Entsorgung erforderlich sind, enthalten. Die zugrundegelegte Art der Entsorgung ist stets anzugeben. Der Vorgang der Entsorgung umfaßt alle Maßnahmen, die zur Wegstellung bzw. zur Beseitigung des Gegenstandes vorgenommen werden, auch jene des Deponieraufwandes.

7.3 Der KEA_H der Fahrzeuge

Zur Abschätzung des KEA_H der Fahrzeuge werden Daten aus vorliegenden Untersuchungen herangezogen, die jedoch für eine aktuelle Aussage nur begrenzt belastbar, in einigen Einzelangaben nur bedingt vergleichbar sind und nicht den allerneuesten Stand der Fertigungs- und Kraftfahrzeugtechnik wiedergeben. Unter diesen generellen Einschränkungen sind die nachfolgenden Ausführungen zu sehen. Ausgehend von Materialgerüsten der Fahrzeuge werden die verbauten Stoffe mit den zugehörigen spezifischen Energieverbräuchen für deren Herstellung bewertet. Die Endmontage der Fahrzeuge und die Fertigung in den Zulieferbetrieben sind einbezogen.

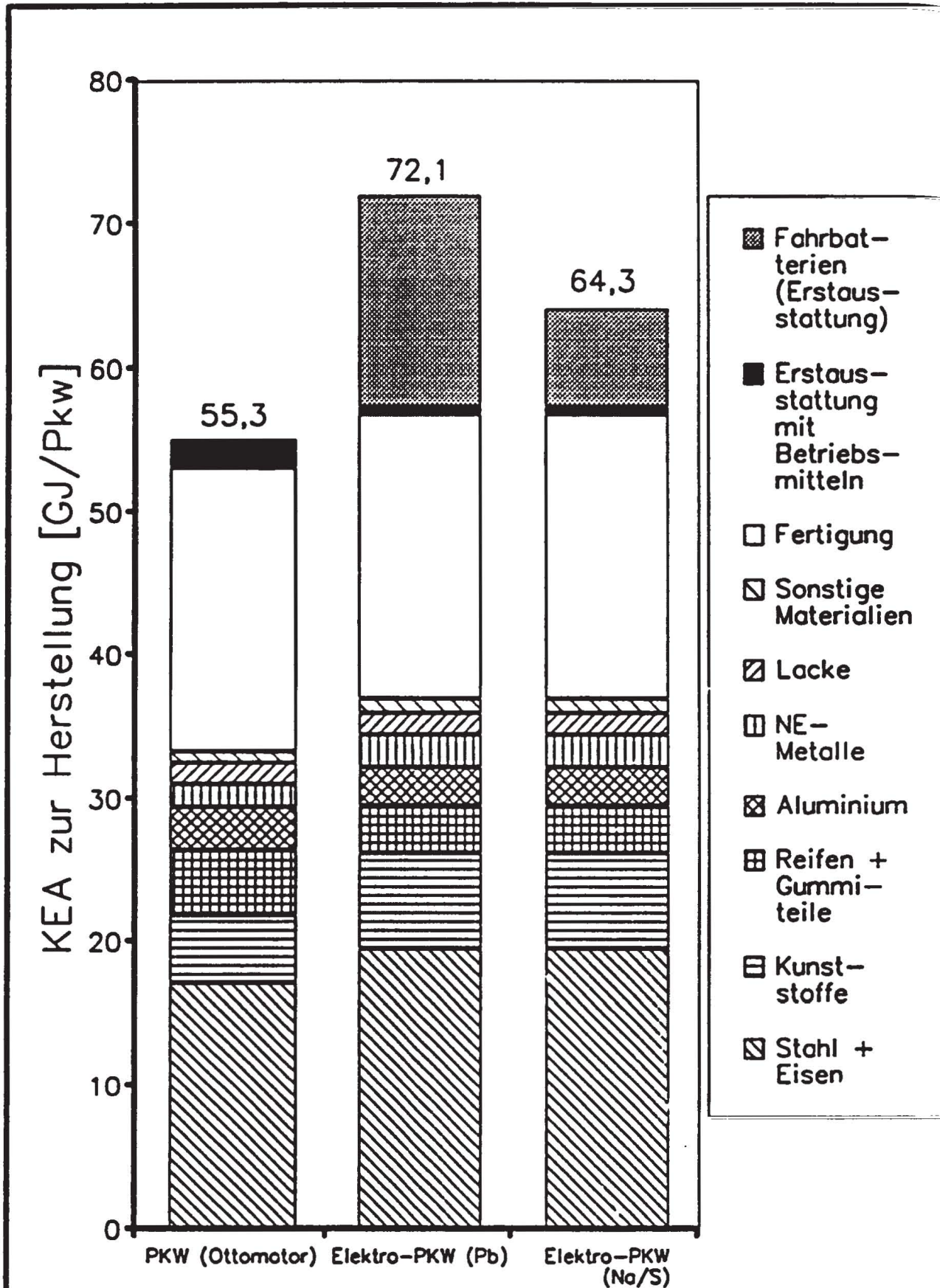
Ein Vergleich der KEA_H der Fahrzeuge ist in Bild 7-1 dargestellt. Die Betrachtung umfaßt auf der Basis der Klasse VW-Golf folgende Fahrzeuge: Pkw mit Ottomotor (Gewicht rund 850 kg), Elektro-Pkw (Pb) und Elektro-Pkw (Na/S).

Im Rahmen des Systemvergleichs wurde von vorliegenden, praxisnahen Daten ausgegangen. Sie stützen sich auf den Umbau von verbrennungsmotorisch angetriebenen Serienfahrzeugen auf Elektrofahrzeuge. Informationen über aus dem Serienfahrzeug auszubauende Teile wie Motor, Auspuffanlage, Kühler, Tank etc. und in das Elektrofahrzeug einzusetzende Baugruppen wie Antrieb, Steuerung, Batterien, notwendige Verstärkungen etc. wurden von der RWE-Energie AG, Abt. Anwendungstechnik zur Verfügung gestellt. Die energetische Abschätzung zur Herstellung und zum Formieren der Batterien - dem erstmaligen, kontrollierten Laden der neuproduzierten Batterie - basiert auf groben Anhaltswerten.

Der Vergleich des KEA_H der drei Fahrzeuge zeigt einen deutlich höheren Energieaufwand bei den Elektrofahrzeugen gegenüber dem Pkw mit Ottomotor. Dieser ist vornehmlich der Fahrbatterie zuzuschreiben. Allerdings sind die beiden betrachteten Elektrofahrzeuge schon ohne Batteriesatz um ca. 100 kg schwerer als das Fahrzeug mit Ottomotor. Das umgebaute Serienfahrzeug ohne Batterien weist deshalb schon allein aufgrund des erhöhten Materialeinsatzes einen größeren KEA_H auf. Bild 7-1 zeigt bei den Elektrofahrzeugen im einzelnen den höheren KEA_H bei Stahl und Eisen sowie bei den Kunststoffen, was im wesentlichen auf die erforderlichen Fahrzeugverstärkungen bzw. den vermehrten Einsatz von elektrotechnischen Bauteilen zur Steuer-, Schalt- und Leittechnik zurückzuführen ist. Das Na/S-Konzept hat einen geringeren Energieaufwand als das System mit Pb-Batterie, was sich vornehmlich durch die höhere Energiedichte der Na/S-Batterien erklärt.

7.4 Der KEA_N der Fahrzeuge

Für den Energieaufwand, der während der Nutzungsphase der Fahrzeuge auftritt, wird beim Pkw mit Ottomotor der Brennstoffverbrauch und bei den Elektrofahrzeugen der Stromverbrauch sowie der durch Verschleiß und Ersatz der Fahrbatterien hervorgerufene Energieverbrauch berücksichtigt, jedoch keine weiteren energierelevanten Aufwendungen für Instandhaltung, Wartung und Reparatur.



Copyright: IfE, 1992

Bild 7-1 KEA zur Herstellung von verbrennungs- und elektromotorisch angetriebenen Pkw der Klasse VW-Golf

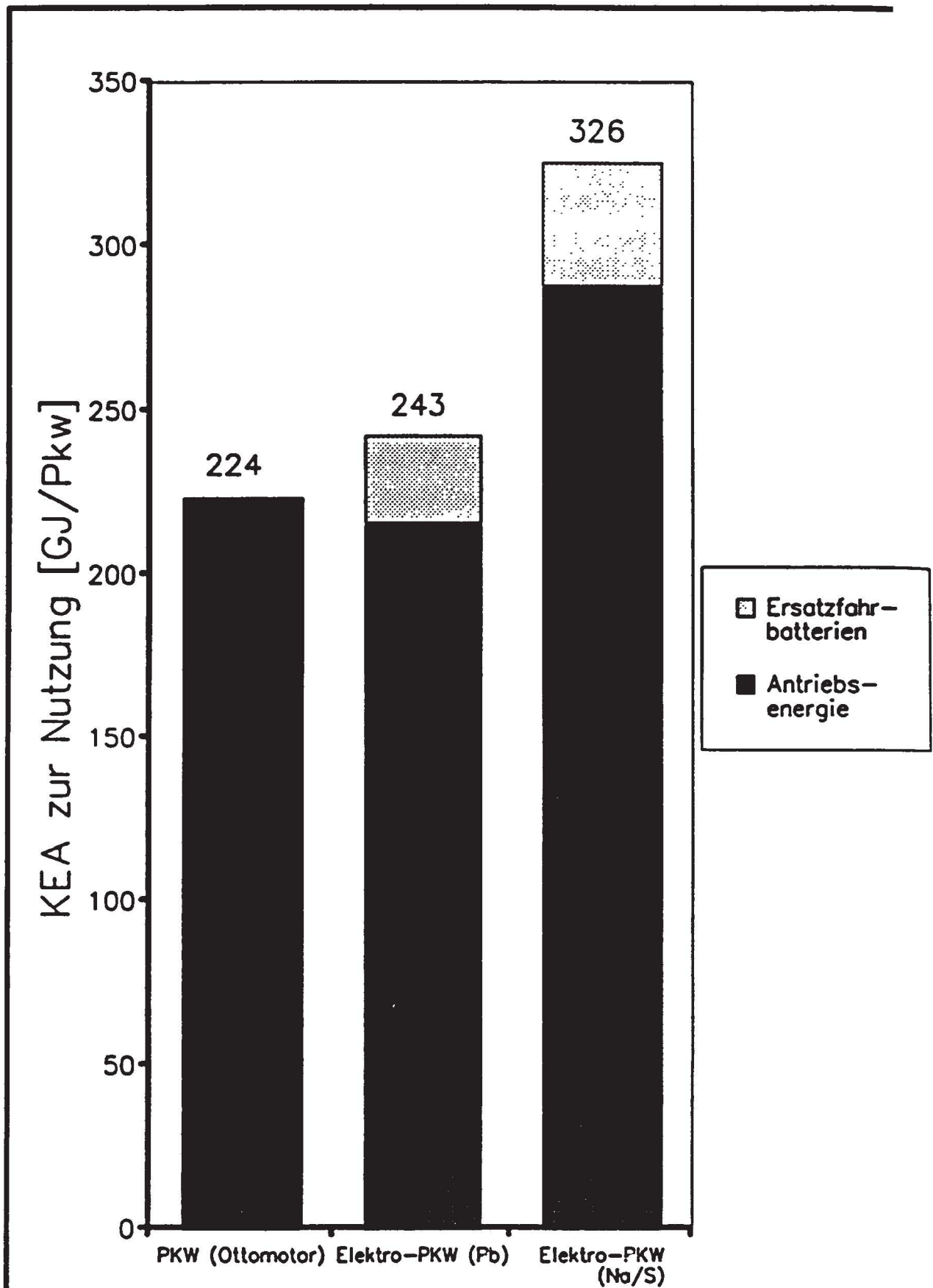
Eb 00¹⁹⁹²
92

Zur Ermittlung der für den Antrieb erforderlichen Energie wird von folgenden Randbedingungen ausgegangen:

- Jährliche Fahrleistung: 7000 km (Einsatz als Zweitfahrzeug)
- Mittlere gefahrene Wegstrecke: 35 km/Fahrt an jeweils 4 Tagen pro Woche
- Wöchentlich gefahrene Wegstrecke: 140 km
- Ladezyklen pro Woche: 4
- Nutzungsdauer der Fahrzeuge: 10 Jahre
- Benzinverbrauch des Pkw mit Ottomotor: 8,5 l/100 km
- Stromverbrauch der Elektrofahrzeuge (incl. Batterietemperaturerhaltung und Ladungserhaltung, verbrauchsoptimiert, vgl. Unterabschnitte 2.3.2 und 2.3.3):
 - Pkw mit Pb-Batterie: 0,30 kWh/km
 - Pkw mit Na/S-Batterie: 0,40 kWh/km
- Batterielebensdauern:
 - Pb-Batterie: 3,5 a
 - Na/S-Batterie: 1,5 a
- Nutzungsgrade der Energiebereitstellung:
 - Strom: $g_{el} = 0,35$
 - Brennstoff: $g_{BS} = 0,85$

Mit obigen Randbedingungen und den Ergebnissen für den energetisch bewerteten Ersatzbedarf an Fahrbatterien während der Nutzungsphase der Fahrzeuge ergeben sich die in Bild 7-2 dargestellten Energieaufwendungen zum nutzungsbedingten Kumulierten Energieaufwand KEA_N . Der Energieverbrauch während der Nutzungsdauer ist bei den Elektrofahrzeugen größer als beim Pkw mit Ottomotor. Ohne Berücksichtigung des Energieaufwandes zum Ersatz der Fahrbatterien zeigt sich, daß der Antriebsenergieverbrauch des Elektro-Pkw (Pb) geringfügig kleiner ist als der des Pkw mit Ottomotor. Derjenige des Elektro-Pkw (Na/S) ist jedoch deutlich höher. Bei den Elektrofahrzeugen ist zu erkennen, daß der durch die Fahrbatterien verursachte KEA_N trotz unterschiedlicher Technologien und Batteriegewichte in der gleichen Größenordnung liegt.

Zwangsläufig sind die Ergebnisse von den gewählten Randbedingungen geprägt. Sie können damit nicht oder nur begrenzt allgemeingültigen Charakter haben. Tendenziell lassen sich



Copyright: IfE, 1992

Bild 7-2

KEA zur Nutzung von verbrennungs- und elektromotorisch angetriebenen Pkw der Klasse VW-Golf

Eb 006
92

folgende Aussagen treffen:

bei einer Erhöhung der mittleren Fahrleistung wird der spezifische Energieverbrauch für den Antrieb des Elektro-Pkw (Pb) nur unwesentlich beeinflusst, der des Na/S-Fahrzeugs kann jedoch erheblich gesenkt werden.

durch eine veränderte Stromerzeugung, z.B. mit GuD-Kraftwerken, kann der primär-energetische Nutzungsgrad maßgeblich verbessert und der auf den Antrieb der Elektrofahrzeuge entfallende Energieaufwand deutlich gesenkt werden. Durch die Anhebung des Nutzungsgrades zur Kondensationsstromerzeugung von 35 % auf heute in Demonstrationsanlagen offensichtlich erreichbare rund 50 % kann eine Einsparung an Primärenergie von ca. 30 % erreicht werden.

bei Stromerzeugung aus KWK-Anlagen sind bei kalorischer Bewertung primär-energetische Einsparungen beim Elektrofahrzeug um sogar rund 60 % erreichbar.

Es muß aber auch darauf hingewiesen werden, daß die möglichen, noch realisierbar erscheinenden Einsparungen beim Energieverbrauch von Verbrennungsmotoren teilweise in vergleichbarem Umfang liegen. Eine Absenkung des spezifischen Verbrauchs auf 5,5 l/100 km scheint erreichbar und würde ebenfalls eine Reduzierung des Energieverbrauchs um 35 % bedeuten. Verbrauchsminderungen um 60 %, die einem spezifischen Kraftstoffverbrauch von ca. 3,4 l/100 km entsprechen würden, werden als denkbar angesehen.

7.5 Der KEA_g der Fahrzeuge

Zur Ermittlung des Energieverbrauches bei der Entsorgung wird davon ausgegangen, daß die bei den Elektrofahrzeugen anfallenden Fahrbatterien nahezu vollständig rezykliert werden und somit keine signifikanten Abfallmengen entstehen. Die für das Batterierecycling erforderlichen Energiemengen und die Einsparungen an Neumaterial bei der Batterieproduktion sind im KEA_H der Batterien bereits berücksichtigt.

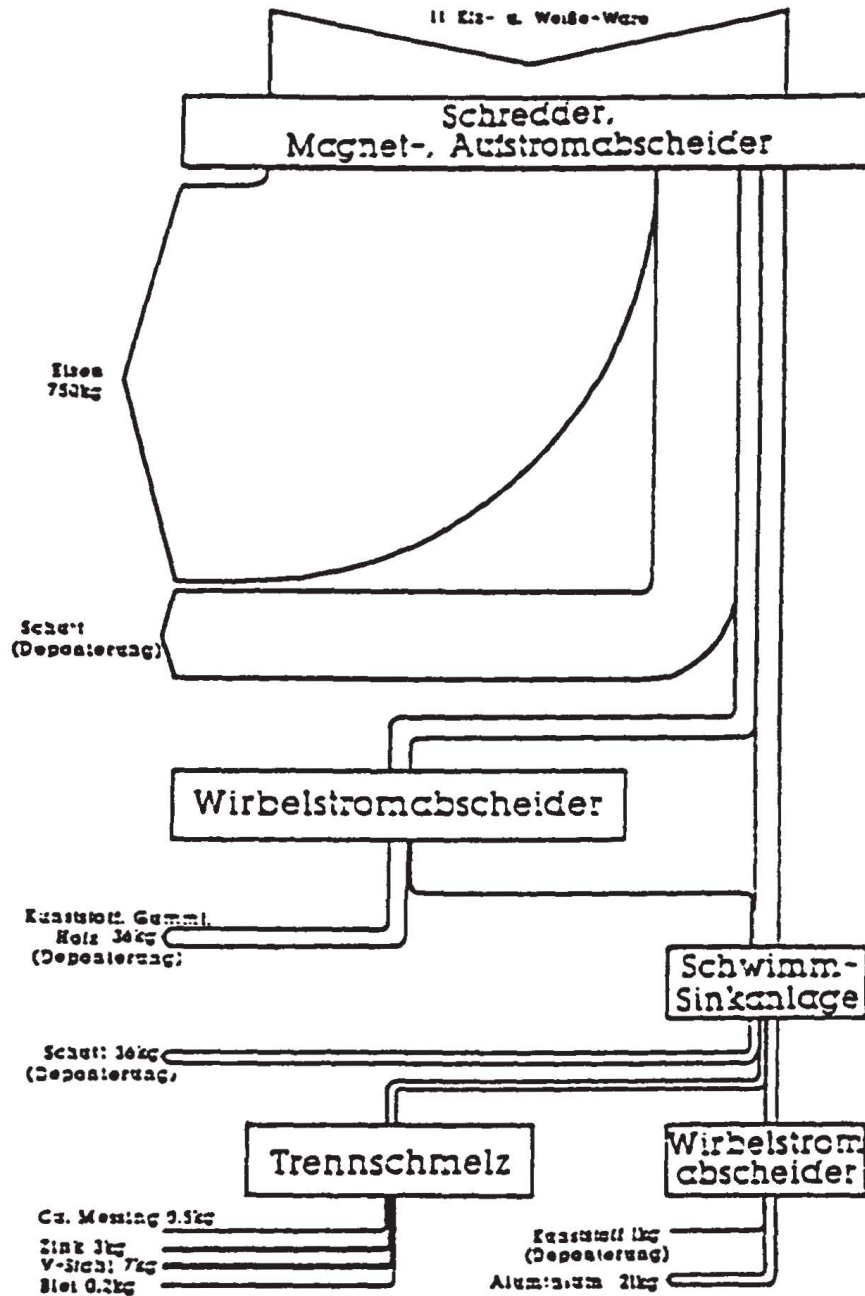
Da bei der Entsorgung der Elektrofahrzeuge die Fahrbatterien somit nicht gesondert zu untersuchen sind, kann davon ausgegangen werden, daß die Entsorgung der drei Fahrzeuge

vergleichbar ist. Als Entsorgungspfad wird der Weg über die Schrottsammelstelle mit nachfolgendem Shreddern und Sortieren und anschließender Deponierung der nicht verwertbaren Restbestandteile betrachtet. Es wird angenommen, daß ca. 25 % der Fahrzeugmasse ausgebaut und einer Wieder- oder Weiterverwendung zugeführt werden. Der nicht direkt verwendbare Anteil durchläuft die Shredder- und Sortieranlage. Der dabei verbleibende, nicht verwertbare Rest von ca. 22 % der geshredderten Masse wird auf die Deponie verbracht. Einen Überblick über die Massenbilanz und den Materialstrom beim Shreddern und Sortieren gibt Bild 7-3. Durch den Shredderprozeß und die Trennverfahren werden aus 1 t Schrott die in Tabelle 7-1 angegebenen Fraktionen gewonnen. Die Metalle werden einer Wiederverwertung zugeführt, während die restlichen verbleibenden Fraktionen derzeit noch keine weitere Verwertung erfahren.

Metalle		Restliche Fraktionen	
Stahl	750 kg	Schutt	181 kg
Aluminium	21 kg	Kunststoff, Holz, Gummi	37 kg
V-Stahl	7 kg		
Zink	3 kg		
Cu, Messing, Blei	0,7 kg		
Summe (= 78 %)	782 kg	Summe (= 22 %)	218 kg

Tabelle 7-1: Fraktionen beim Shreddern und Sortieren von 1 t Schrott

Der Energieaufwand für diesen Entsorgungspfad, der vom Transportaufwand zur Schrottsammelstelle bis hin zur Deponierung der nicht verwertbaren Rückstände reicht, kann mit etwa 1 GJ/Pkw angegeben werden. Zukünftige Entsorgungssysteme für Kraftfahrzeuge werden einen wesentlich höheren Anteil an wiederverwendeten Materialien aufweisen müssen, womit ein gesteigerter Energieverbrauch bei der Demontage verbunden sein wird. Für die zukünftige Entsorgung können Energieaufwendungen von ca. 2 GJ/Pkw angesetzt werden. Die Einsparungen an Rohmaterialien und Halbzeugen werden zu einem verminderten KEA_H der Fahrzeuge insgesamt führen.



Copyright: IfE, 1992

Bild 7-3

Massenbilanz für Shreddern
und Sortieren

Eb 008
92

7.6 Der gesamte KEA der Fahrzeuge

Der gesamte KEA der Fahrzeuge setzt sich aus dem KEA_H , dem KEA_N und dem KEA_E zusammen, er ist in Bild 7-4 dargestellt. Es ist deutlich zu erkennen, daß der KEA von beiden Elektrofahrzeugen höher ist als der des Pkw mit Ottomotor, wobei der Elektro-Pkw mit Na/S-Batterie insgesamt den höchsten KEA aufweist. Der gesamte KEA wird hauptsächlich von den Energieverbräuchen während der Nutzungsphase der Fahrzeuge bestimmt. Es zeigt sich, daß der KEA_N im Vergleich zum KEA_H etwa um den Faktor 4 größer ist. Die Energieaufwendungen für die Fahrzeugentsorgung beeinflussen den gesamten KEA nur minimal.

7.7 Schlußfolgerungen

Es muß betont werden, daß die in Abschnitt 7.6 getroffenen Aussagen nur als eine erste Abschätzung betrachtet werden können. Ihre Gültigkeit erstreckt sich auf die zugrundegelegten Randbedingungen. Je nach Parametervariationen dieser Rahmenbedingungen sind Ergebnisverschiebungen zwangsläufig. Hinzu kommt, daß mangels eingehenderer und parametrisch fundierter Daten die verwendeten Basisinformationen mit Unsicherheiten behaftet sind, die genauere Untersuchungen in jedem Fall notwendig erscheinen lassen. Insbesondere gilt dies für die energetische Bewertung der Herstellung der Fahrzeuge und Antriebsbatterien, auch im Hinblick auf eine speziell auf Elektrofahrzeuge ausgerichtete konstruktive Gestaltung. Eine generalisierende Aussage für den allgemeinen Vergleich von Pkw mit verschiedenen Antrieben kann nicht getroffen werden, dazu bedarf es intensiver weiterer Untersuchungen.

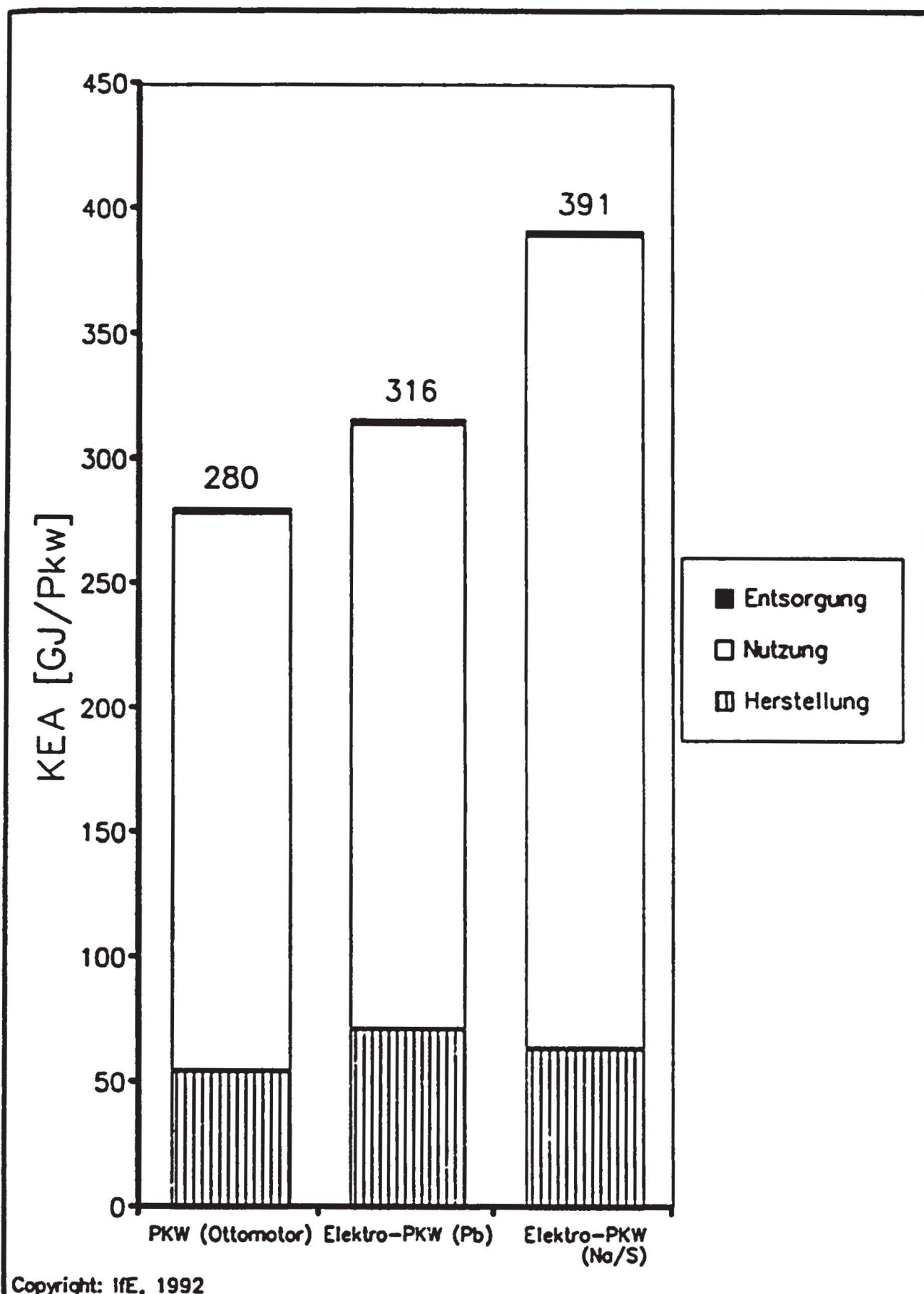


Bild 7-4

Gesamter KEA von verbrennungs- und elektromotorisch angetriebenen Pkw der Klasse VW-Golf

Eb 007
92

8 Zusammenfassung

Dieses FE-Vorhaben hat zum Ziel zu untersuchen, welche Infrastrukturanforderungen im Bereich der elektrischen Energieerzeugung und -verteilung zur Ladung der Traktionsbatterien von Elektrofahrzeugen bestehen und inwieweit sie durch schon bestehende Strukturen und Techniken erfüllt werden können. In 7 Kapiteln werden Hintergrund und Zielsetzung der Studie, der Stand der Technik und der spezifische Energieverbrauch heutiger Elektrofahrzeuge, die Auswirkungen eines Elektrofahrzeugeinsatzes auf die Strombereitstellung im vorhandenen Kraftwerkspark, der technische Aufbau von Stromtankstellen und deren Förderung, der Beitrag CO₂-freier Stromerzeugungssysteme für die Elektrizitätsversorgung von Elektrofahrzeugen und der kumulierte Energieaufwand für die Herstellung, Nutzung und Entsorgung von Kraftfahrzeugen behandelt.

1. Kapitel:

Die negativen Auswirkungen des steigenden Verkehrs auf den Straßen erfordert es, über neue Verkehrskonzepte nachzudenken. Zunehmend wird dabei angenommen, daß Elektrofahrzeuge wegen ihrer Lärmarmut und Abgasfreiheit geeignete Stadtfahrzeuge sind, die trotz ihrer durch die Batteriekapazität begrenzten Reichweite im individuellen Personen- und Gütemahverkehr sowie bei kommunalen Verkehrs- und Serviceaufgaben wirkungsvoll konventionelle Fahrzeuge substituieren können. Insbesondere der kalifornische Clean Air Act hat dazu beigetragen, daß Staat und Industrie intensiver als bisher das Elektrofahrzeug fördern und entwickeln. Eine im Januar 1992 veröffentlichte Studie des Instituts für angewandte Verkehrs- und Tourismusforschung, im Auftrag des BMV durchgeführt, berechnet das Einsatzpotential von Elektrofahrzeugen aufgrund statistischer Mobilitätsdaten und kommt zu dem Ergebnis, daß unter der Voraussetzung einer Tagesreichweite von 100 km Elektrofahrzeuge 5 Mio. konventionelle Pkw (im Jahr 2010 sogar 7 Mill. Pkw) vor allem aus dem Zweit- und Drittwagenbereich substituieren könnten, ohne daß die Fahrzeugnutzer nennenswerte Einschränkungen ihrer individuellen Mobilität hinnehmen müßten. Das Marktpotential wird vor allem durch den Preis für Elektrofahrzeuge bestimmt und liegt wesentlich niedriger.

Vor diesem Hintergrund besteht die Zielsetzung, im einzelnen folgende Fragestellungen zu untersuchen:

- Wie hoch ist der spezifische Energieverbrauch von Elektrofahrzeugen?
- Kann der heutige Kraftwerkspark in seinem Lastgang die Energie für bis zu 2 Mio. Elektrofahrzeuge unter Berücksichtigung des Beitrags CO₂-freier Energiequellen bereitstellen?

- Welche Konzepte bestehen für Standorte und den technischen Aufbau von "Stromtankstellen"? Welche Installationskosten und jährlichen Belastungen entstehen?
- Welche Fördermöglichkeiten sind denkbar?
- Welcher Energieaufwand entsteht für Herstellung, Nutzung und Entsorgung für Elektrofahrzeuge im Vergleich zu konventionellen Fahrzeugen?

Die Beantwortung dieser Fragen, die vor allem in die 4. Fortschreibung des Berichts über die Förderung des Einsatzes von Elektrofahrzeugen eingehen soll, wird von Mitarbeitern in 4 Institutionen vorgenommen:

- Institut für Elektronik, TU Berlin,
- Forschungsstelle für Energiewirtschaft, München
- Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Kraftwerkstechnik, TU München
- Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, U Stuttgart

2. Kapitel:

Der Elektrofahrzeugmarkt zeigt bisher einige Klein-Pkw und Klein-Transporter, die kleinere Hersteller auf der Basis von Serienfahrzeugen umgebaut haben. Das bisher ausgereifteste Fahrzeug ist der Golf-CitySTROMer von VW, aber alle Automobil-Großhersteller arbeiten an neuen Konzepten für Elektrofahrzeuge. Elektrotransporter werden als Müllsammel-fahrzeuge eingesetzt. Der Energieverbrauch der Elektrofahrzeuge ist stark von den täglichen Fahrleistungen, genauer von den Fahrstrecken je Ladezyklus und von den wöchentlichen Ladezyklen, abhängig, da die Traktionsbatterien nachts praktisch immer aus dem Stromnetz geladen und dabei Stillstandverluste, die durch die Ladungserhaltung bei Blei- und Ni/Cd-Batterien bzw. die Temperaturerhaltung bei Hochtemperaturbatterien (u.a. der Na/S-Batterie) verursacht werden. Bei einer Fahrstrecke von 30 km je Ladezyklus verbraucht ein Klein-Pkw 0,2 kWh/km, ein Pkw der Mittelklasse (z.B. VW CitySTROMer) 0,35 kWh/km und ein Transporter (z.B. MB 308 E) etwa 0,7 kWh/km. Der spezifische Verbrauch steigt bei kürzeren Fahrstrecken je Ladezyklus, insbesondere bei Na/S-Batterien, wegen der Stillstandverluste deutlich an. Bei längeren Fahrstrecken sind die Stillstandverluste prozentual geringer, so daß für Fahrzeuge mit Na/S-Batterien ab einer Fahrstrecke von 50 km je Ladezyklus und Tag günstigere Verbrauchswerte als für solche mit Bleibatterien entstehen und damit die Na/S-Batterie bei hohen Tagesfahrleistungen Vorteile bringt. Durch die Optimierung der Fahrzeug-karosserie und der Einzelkomponenten, vor allem durch Ladegeräteverbesserungen, können Verbrauchersparnisse erzielt werden.

Fahrgastzellenheizungen benötigen im Durchschnitt 0,3 l/100 km.

3. Kapitel:

Eine zukünftige Nutzung von Elektrofahrzeugen führt zu einer höheren Stromnachfrage; die benötigte Arbeit und Leistung muß durch Erzeugungs- und Verteilungsanlagen bereitgestellt werden. Die möglichen Auswirkungen eines verstärkten Elektrofahrzeugeinsatzes auf die öffentliche Stromerzeugung in der Bundesrepublik (alte Bundesländer) wird für unterschiedliche Fahrzeugbestände untersucht.

Am Beispiel eines Wintertages des Jahres 1990 kann gezeigt werden, daß heute zu den Schwachlastzeiten zwischen 22.00 und 6.00 Uhr in den Kraftwerken der öffentlichen Versorgung noch eine Leistung von mehreren GW zur Verfügung steht, die für zusätzliche Stromanwendungen genutzt werden könnte. Darüber hinaus besteht derzeit auch in den Spitzenlastzeiten noch eine freie, d.h. nicht zur Strombereitstellung oder als Reserve vorgehaltene Leistung.

Auch bei einem Bestand von 2 Mio. Elektrofahrzeugen (1989 waren in der BRD (alt) rund 1900 Elektrofahrzeuge zugelassen) hätte am Höchstlasttag im Winter 1990 die in den Schwachlastzeiten noch zur Verfügung stehende Leistung zur Aufladung der Batterien der Elektrofahrzeuge bei weitem ausgereicht. Bei einem Nachtladungsanteil von 85 % beträgt am untersuchten Tage der maximale Leistungsbedarf weniger als 5 % der höchsten Leistung der öffentlichen Kraftwerke. Würden 15 % der von den Elektrofahrzeugen benötigten Energie während des Tages nachgeladen, so hätte sich z.B. am Höchstlasttag im Winter 1990 die Spitzenlast nur um 0,26 % erhöht. Dieser Strombedarf könnte derzeit durch die noch vorhandene freie Leistung gedeckt werden. Zukünftig wird jedoch keine freie Leistung mehr zur Verfügung stehen, so daß die für die Tagladung benötigte Leistung beim Kraftwerkszubau berücksichtigt werden müßte.

Durch die Nutzung des vorhandenen Kraftwerksparks zur Stromversorgung von Elektrofahrzeugen erhöht sich die Auslastung der Kraftwerke, was zu einer Verringerung der spezifischen Stromerzeugungskosten führt. Aufgrund eines Anteils am gesamten Strombedarf von wenigen Prozentpunkten ist auch beim Einsatz von 2 Mio. Elektrofahrzeugen nur mit einer geringen Reduzierung der spezifischen Stromerzeugungskosten zu rechnen.

Diese Aussagen, die für die Bundesrepublik als ganzes gelten, können jedoch nicht ohne weiteres auf die einzelnen Energieversorger übertragen werden, da z.B. bei EVU mit einem hohen Anteil an Nachtspeicherheizungen bereits heute ein hoher Leistungsbedarf auch während der Nachtstunden auftreten kann und dann keine Leistung mehr für weitere Stromanwendungen zur Verfügung steht.

4. Kapitel:

Bei den für die Batterieladung notwendigen "Stromtankstellen" wird zwischen Hauptladestellen und Nachladestellen unterschieden. Hauptladestellen werden überwiegend auf privatem Boden unter Nutzung einfacher Steckdosen während der Nacht zur Vollladung der Batterien genutzt. Nachladestellen, die in Parkhäusern, bei Einkaufszentren etc. und auf öffentlichem Boden am Straßenrand und auf Parkplätzen eingerichtet werden können, sind nur für höhere Tagesfahrleistungen notwendig, dienen aber vor allem dazu, den Einsatz von Elektrofahrzeugen aus umweltpolitischen Gründen zu fördern und bei Nutzern keine Ängste über leergefahrene Batterien entstehen zu lassen.

Steckdosen sind in den meisten Garagen und Unterstellplätzen schon vorhanden bzw. mit geringem Aufwand installierbar. Der technische Aufwand für den Aufbau von Stromtankstellen in privaten und öffentlichen Parkanlagen – in jedem Fall mit heutigen Mitteln verwirklichtbar – und deren Handhabung ist stark davon abhängig, ob geeichte Zähler und Bezahleinrichtungen (mit Münzen oder Karten wie bei Bank- oder Telefonautomaten) enthalten sein müssen. Dazu werden detaillierte Bewertungskriterien in einer Bewertungsmatrix erfaßt und Berechnungen aufgestellt, die in einer Kostenmatrix zusammengefaßt sind.

Pauschalabrechnungssysteme mit einfachen Steckdosen sind am kostengünstigsten. Sie führen zu Kosten bis zu 300,-- DM/a, Stromtankstellen mit Chipkarten bis zu 2.000,-- DM/a.

Probleme bestehen derzeit nur im Normungsbereich und in aufwendigen Genehmigungsverfahren.

5. Kapitel:

Die Installierung von Stromtankstellen würde den Einsatz von Elektrofahrzeugen fördern. Gesetzliche und ordnungspolitische Initiativen in den Bereichen Normung, Genehmigung, Standortwahl, pauschale Energieabrechnung könnten das unterstützen ebenso wie Markteinführungsstrategien, z.B. ein 1000-Stromtankstellen-Programm.

6. Kapitel:

Aufgrund seiner Klimawirksamkeit tritt auch im Verkehrsbereich die Reduktion der CO₂-Emissionen zunehmend in den Vordergrund umweltpolitischer Zielsetzungen.

Durch den Ersatz von Fahrzeugen mit konventionellem Otto- und Dieselantrieb durch Elektrofahrzeuge läßt sich der verkehrsbedingte CO₂-Ausstoß mindern, wenn die CO₂-Emissionen bei der Bereitstellung des elektrischen Stroms geringer sind als die mit der Nut-

zung fossiler Treibstoffe verbundenen Emissionen. Eine Minderung der CO₂-Emissionen bei der Stromerzeugung kann insbesondere durch die Nutzung von CO₂-freien Energieträgern erreicht werden.

Welchen Beitrag Elektrofahrzeuge zukünftig zur Minderung der CO₂-Emissionen leisten können, hängt somit auch von der Entwicklung der mit der Stromerzeugung verbundenen CO₂-Emissionen ab. Daher wurden die Möglichkeiten zur Senkung der spezifischen – d.h. pro erzeugter kWh freigesetzten – CO₂-Emissionen durch die Nutzung von CO₂-freien Stromerzeugungssystemen untersucht.

Der Anteil der CO₂-freien Stromerzeugungssysteme an der gesamten Stromerzeugung ist sowohl in den verschiedenen Ländern der Erde als auch in den einzelnen Bundesländern recht unterschiedlich. Während 1987 weltweit die Wasserkraft den größten Beitrag zur CO₂-freien Stromerzeugung leistete (20 % Anteil an der gesamten Stromerzeugung), ist es in der Bundesrepublik vor allem die Kernenergie (ca. 38 %). Entsprechend dem hohen Anteil der Kernenergie werden in Schleswig-Holstein bei der Erzeugung einer kWh Strom nur rd. 100 g CO₂ emittiert, während es z.B. in Nordrhein-Westfalen rd. 950 g CO₂ sind.

Neben der Nutzung der Kernenergie und der Wasserkraft lassen sich die spezifischen – d.h. die pro erzeugter kWh freigesetzten – CO₂-Emissionen bei der Stromerzeugung auch durch die Nutzung von Windkraft und Solarstrahlung, Biomasse, landwirtschaftlichen Reststoffen (z.B. Stroh), Biogase aus Gülle, organischem Hausmüll und organischen Abfällen der Industrie, Deponie- und Klärgas zur Strombereitstellung reduzieren. Unter rein wirtschaftlichen Gesichtspunkten zeigt hierbei die Kernenergie das größte CO₂-Minderungspotential. Durch Realisierung des wirtschaftlichen Potentials der Energieträger Müll, Deponie- und Klärgas, Biomasse, Wasserkraft und Windenergie zur Stromerzeugung ohne Berücksichtigung der zeitlichen Schwankungen des Energieangebots könnten rd. 6 % des für das Jahr 2005 erwarteten Strombedarfs gedeckt werden. Unter Zugrundelegung des Gleichheitsprinzips (d.h. jeder Stromanwendung werden die durchschnittlichen Emissionen des gesamten Kraftwerksparks zum Zeitpunkt der Stromentnahme zugeordnet) würden sich dadurch auch die den Elektrofahrzeugen zuzuordnenden CO₂-Emissionen reduzieren.

Die Auswirkungen der Nutzung verschiedener Elektrofahrzeuge auf die CO₂-Emissionen konnten im Rahmen dieser Untersuchung nur überschlägig abgeschätzt werden. Um detailliertere Aussagen machen zu können, sind weitere Analysen nötig.

7. Kapitel:

Zu einer ökologischen Bewertung von Elektrofahrzeugen ist neben der Bilanzierung der klima- und vegetationsrelevanten Schadstoffe nach Ort und Zeitpunkt des Auftretens sowie der auf die Ballungsräume entfallenden Emissionen der Energieaufwand für die Herstellung, Nutzung und Entsorgung der Fahrzeuge relevant, da dieser insgesamt für die Entstehung von Schadstoffen verantwortlich ist.

Der jeweilige Energieaufwand wird in der Art eines Systemquervergleichs für Mittelklasse-Pkw mit Ottomotor, mit Elektromotor und Bleibatterie bzw. mit Elektromotor und Na/S-Batterie erstmals abgeschätzt. Bei dem Energieaufwand für die Herstellung werden alle Materialien – Stahl, Eisen, Kunststoffe, Gummitteile, Lacke usw. – sowie der Fertigungsaufwand berücksichtigt. Elektrofahrzeuge erfordern dabei wegen der Batterie einen um mehr als 10 % höheren Aufwand als Ottomotorfahrzeuge. Bei dem Aufwand für die Nutzung liegt das Elektrofahrzeug mit Na/S-Batterie an der Spitze, weil bei einer Tagesleistung von 35 km der Energieverbrauch um 1/3 höher liegt als bei den anderen beiden Fahrzeugen. Die Energieaufwendungen für die Fahrzeugentsorgung beeinflussen den gesamten kumulierten Energieaufwand nur minimal. Insgesamt erfordern Elektrofahrzeuge wegen ihrer Batterien einen höheren kumulierten Energieaufwand, der durch Optimierungen verringert werden könnte. Genauere Untersuchungen sind noch notwendig.

Ergebnis:

Das Forschungsvorhaben zeigt, daß Elektrofahrzeuge kaufbar sind, die Infrastruktur für ihre Energieversorgung mit der heutigen Technik geschaffen und die Energie für 2 Mio. Fahrzeuge von dem heutigen Kraftwerkspark – vor allem während der Nacht – zur Verfügung gestellt werden kann.