



Perspektiven von Elektro-/Hybridfahrzeugen in einem Versorgungssystem mit hohem Anteil dezentraler und erneuerbarer Energiequellen

Schlussbericht

BMWi – FKZ 0328005 A-C

Verbundpartner:

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Stuttgart
Institut für Technische Thermodynamik (TT), Abt. Systemanalyse und Technikbewertung

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Stuttgart
Institut für Fahrzeugkonzepte (FK), Abt. Innovative Fahrzeugkonzepte und Technikbewertung

Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE), Freiburg, Bereich Elektrische Energiesysteme

RWTH Aachen, Institut für Hochspannungstechnik (IfHT) und
Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V., Aachen (FGH)

Bearbeiter:

Thomas Pregger, Diego Luca de Tena, Marlene O'Sullivan, Nils Roloff (DLR TT)

Stephan Schmid, Bernd Propfe, Dirk Hülsebusch (DLR FK)

Bernhard Wille-Hausmann, Simon Schwunk, Christof Wittwer (Fraunhofer ISE)

Thomas Pollok (IfHT), Simon Krahl, Andreas Moormann (FGH)

16. Juli 2012

gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Technologie



Gefördert vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren. Die Verantwortlichkeiten sind in Kapitelüberschriften den Verbundpartnern jeweils zugeordnet.

INHALTSVERZEICHNIS

1	Einleitung und Ziele des Vorhabens	1
2	Grundlegende Annahmen zur langfristigen Entwicklung des Energiesystems	5
2.1	Politische Rahmenbedingungen	5
2.2	Sozio-ökonomische Rahmenbedingungen	7
2.3	Energiepreispfade und Stromgestehungskosten	9
2.4	Strombereitstellung in Deutschland	12
2.5	Individuelle Mobilität	14
2.6	Batterien für Fahrzeuge	15
2.7	Stromnetze	15
3	Technisch-ökonomische Entwicklungspfade	17
3.1	Batterien für Elektrofahrzeuge (FhG ISE)	17
3.2	Weitere Fahrzeugtechnologien (DLR FK)	20
3.2.1	Elektrischer Antrieb	20
3.2.2	Range Extender	21
3.2.3	Sonstige Komponenten des elektrischen Fahrzeugkonzepts	22
3.3	Ladetechnologien und -infrastruktur (FhG ISE)	23
3.3.1	Ladestrategien und -konzepte	23
3.3.2	Ladesteuerung	26
3.3.3	Kommunikations- und Abrechnungsinfrastruktur	27
3.4	Technologien zur Stromerzeugung (DLR TT)	29
3.4.1	Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien	29
3.4.2	Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern	33
3.4.3	Stromspeicheroptionen	35
3.5	Übertragungstechnologien (IfHT)	35
3.5.1	Konventionelle Freileitung (380 kV)	36
3.5.2	Hochspannungs-Gleichstromübertragung	37
3.5.3	Verteilungsnetze	38
4	Stromverbrauch und Marktentwicklung der Fahrzeuge mit elektrischem Antrieb	40
4.1	Batteriesimulationen (FhG ISE)	40
4.1.1	Modellierungsansatz	41
4.1.2	Parameterschätzung	42
4.1.3	Validierung des Modells	43
4.2	Systemmodell für elektrisch betriebene Fahrzeuge (DLR FK)	45
4.2.1	Modell zur Fahrzeugsimulation	45
4.2.2	Eingangsdaten	48
4.3	Nutzungsprofile der Fahrzeugflotte mit elektrischem Antrieb (DLR FK)	52
4.3.1	Repräsentative Fahrprofile	53
4.3.2	Ladezustand der Fahrzeugbatterien	55
4.4	Szenarien der Marktentwicklung von Elektrofahrzeugen (DLR FK)	60
4.4.1	Anpassung des Marktszenariomodells VECTOR21	60
4.4.2	Szenariendefinition	60
4.4.3	Szenarienberechnung	62
4.4.4	Exkurs: Szenario mit Durchbruch der Wasserstoffbrennstoffzellen	64
5	Integration der Elektromobilität in die zukünftige Stromversorgung	65
5.1	Grundlagen zur dynamischen Simulation der zukünftigen Stromversorgung in Deutschland... (DLR TT)	65
5.1.1	Modellansatz zur Untersuchung einer kostenoptimierten Stromversorgung basierend auf erneuerbaren Energien	65

5.1.2	Langfristszenario der Stromversorgung in Deutschland.....	70
5.1.3	Langfristszenario der Stromversorgung in Europa	72
5.1.4	Netzausbauszenarien als Randbedingung des Lastausgleichs	74
5.2	Rolle der Elektromobilität im Energiesystem der Zukunft im Vergleich zu anderen	77
	Stromausgleichsoptionen (DLR TT).....	
5.3	Sensitivitätsrechnungen (DLR TT).....	85
5.3.1	Sensitivitätsanalysen 2030: zusätzliche Plug-in-Fahrzeuge im Vergleich zu stationären	85
	Energiespeichern	
5.3.2	Sensitivitätsanalysen 2050: unterschiedliche Ladestrategien und Gesamteinfluss der	87
	Elektrofahrzeuge und des Solarstromimports.....	
6	Auswirkungen der Elektromobilität auf die Stromnetze.....	89
6.1	Integration in die Hausenergieversorgung (FhG ISE).....	90
6.1.1	Modell der Hausenergieversorgung.....	90
6.1.2	Eingangsdaten	92
6.1.3	Ergebnisse	94
6.2	Integration der Hausenergieversorgungen in das Verteilnetz (FhG ISE)	97
6.3	Netztechnische Bewertung der Integration dezentraler Anlagen und der Elektromobilität	99
	(IfHT)	
6.3.1	Methodisches Vorgehen	99
6.3.2	Untersuchungsergebnisse	104
6.3.3	Fazit	108
6.4	Übertragungsnetz (FGH).....	109
6.4.1	Untersuchungsziel.....	109
6.4.2	Methodisches Vorgehen	109
6.4.3	Betrachtete Szenarien	112
6.4.4	Untersuchungsergebnisse	113
7	Rahmenbedingungen zur Entwicklung der Elektromobilität	118
7.1	Chancen, Risiken, Anreize und Wechselwirkungen für Schlüsselakteure	118
7.1.1	Fahrzeughersteller	119
7.1.2	Batteriehersteller	123
7.1.3	Nachfrager	125
7.1.4	Mobilitätsdienstleister.....	128
7.1.5	Energieversorgungsunternehmen und Netzbetreiber.....	130
7.1.6	Forschungs- und Ausbildungseinrichtungen.....	133
7.1.7	Kommunen.....	135
7.2	Geschäftsmodelle für die Elektromobilität.....	137
7.2.1	Fahrzeugkauf und Fahrzeugleasing	137
7.2.2	Batterieleasing	138
7.2.3	Mobilitätskonzept	139
7.2.4	Infrastruktur-/Energiebereitstellung.....	140
7.3	Politische, techno-ökonomische und gesellschaftliche Voraussetzungen und.....	142
	Handlungsoptionen	
8	Schlussfolgerungen und Ausblick.....	145
8.1	Fahrzeugkonzepte, Nutzerprofile und Flottenentwicklung (DLR FK).....	145
8.2	Optimierung des gesamten Energiesystems (DLR TT)	146
8.3	Lokale Netzebene (FhG ISE).....	147
8.4	Verteilungsnetzebene (IfHT)	148
8.5	Auswirkungen auf Übertragungsnetze (FGH).....	149
9	Literatur	150
10	Abkürzungsverzeichnis.....	158

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 2-1:	Entwicklung wesentlicher demografischer und wirtschaftlicher Rahmendaten basierend auf [Nitsch et al. 2011]	8
Tabelle 2-2:	Entwicklung der Grenzübergangspreise für Rohöl, Erdgas und Steinkohle in verschiedenen Energiepreispfaden, [in € ₂₀₀₇ /GJ] nach [Nitsch et al. 2011]*	9
Tabelle 2-3:	Betrachtete Entwicklungspfade/Netznutzungsszenarien Übertragungsebene	16
Tabelle 2-4:	Betrachtete Entwicklungspfade/Netznutzungsszenarien Verteilungsebene	16
Tabelle 3-1:	Technische Kenngrößen für Fahrzeugbatterien in dieser Studie	19
Tabelle 3-2:	Technische und ökonomische Kenngrößen für elektrische Antriebe in dieser Studie	20
Tabelle 3-3:	Technische Kenngrößen für Range Extender in dieser Studie	22
Tabelle 3-4:	Technische und ökonomische Kenngrößen für sonstige Komponenten des elektrischen Fahrzeugkonzepts in dieser Studie	23
Tabelle 3-5:	Entwicklung technisch-ökonomischer Kenngrößen für erneuerbare Stromerzeugung (Mittelwerte für Neuanlagen) [Nitsch et al. 2011]	32
Tabelle 3-6:	Entwicklung der wichtigsten technisch-ökonomischen Kenngrößen für die konventionelle Stromerzeugung (Mittelwerte für Neuanlagen) [Nitsch et al. 2011]	34
Tabelle 3-7:	Entwicklung der wichtigsten technisch-ökonomischen Kenngrößen für Stromspeicher	35
Tabelle 3-8:	Installierte Stromkreislänge in Deutschland [VDEW 2007]	36
Tabelle 3-9:	Technische Kenngrößen konventioneller Freileitungen nach [Brakelmann 2004]	36
Tabelle 3-10:	Technische Kenngrößen der Hochspannungsgleichstromübertragung	38
Tabelle 3-11:	Ökonomische Kenngrößen der Hochspannungsgleichstromübertragung	38
Tabelle 3-12:	Installierte Anzahl sowie Gesamtnennleistung von Transformatoren in Deutschland	39
Tabelle 3-13:	Technische Kenndaten elektrischer Betriebsmittel in Verteilnetzen	39
Tabelle 4-1:	Technische Daten der modellierten Batterien	41
Tabelle 4-2:	Fehlerwerte für die Validierung der drei Modelle	44
Tabelle 4-3:	Fahrzeugdefinition der betrachteten Fahrzeuge	57
Tabelle 4-4:	Annahmen zu Netzkontaktwahrscheinlichkeiten in Abhängigkeit des Wegzwecks	57
Tabelle 4-5:	Szenarioannahmen im Business-as-usual-Szenario	61
Tabelle 4-6:	Szenarioannahmen im Alternativszenario	62
Tabelle 5-1:	Installierte Kraftwerksleistungen in den 10 europäischen Modellregionen in REMix in GW für das Szenario der Stromversorgung	73
Tabelle 6-1:	Angenommene Kosten pro entladener kWh	91
Tabelle 6-2:	Verteilung der BHKW nach Leistung in den 100 Haushalten	93

Tabelle 6-3:	Angenommene Entwicklung des Gaspreises 2020, 2030, 2050.....	94
Tabelle 6-4:	Ermittlung der PV-Durchdringungsraten (nach [Nitsch et al. 2011], [DGS 2010], [Lutsch 2005], [DDS 2009])	103
Tabelle 6-5:	Ermittlung der KWK-Durchdringungsraten (nach [DENA 2010b], [Pielke 2010], [Lutsch 2005], [DDS 2009])	104
Tabelle 6-6:	Ermittlung der Elektrofahrzeug-Durchdringungsraten (nach [Nitsch et al. 2011]).....	104

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 2-1:	Stromgestehungskosten des Mixes von Neuanlagen und des jeweiligen Bestands (inklusive Altanlagen) an EE-Anlagen im Basisszenario 2010 A (gestrichelte Kurven jeweils ohne Fotovoltaik) [Nitsch et al. 2011]	11
Abbildung 2-2:	Stromgestehungskosten neuer fossiler Kraftwerke (7000 Vollaststunden) als Funktion der Brennstoffpreisentwicklung und der Entwicklung der CO ₂ -Kosten der Preispfade A „Deutlich“ und B „Mäßig“ [Nitsch et al. 2011]	12
Abbildung 3-1:	Gesamtkosten von Batteriepacks im optimistischen Szenario	19
Abbildung 3-2:	Grundsätzliche Möglichkeiten der Ladesteuerung	26
Abbildung 3-3:	Prinzip einer Gleichstrom-Kurzkupplung GKK (Quelle: ABB)	37
Abbildung 3-4:	Prinzip einer Point-to-Point- Übertragung (monopolar und bipolar)	37
Abbildung 4-1:	Ersatzschaltbildmodell – Beeinflussung der Leerlaufspannung durch Ladezustand und Temperatur und des Innenwiderstands zusätzlich durch den Batteriestrom	42
Abbildung 4-2:	Pulstest zur Bestimmung des Innenwiderstand und der Leerlaufspannung der Batterie	43
Abbildung 4-3:	Modellierte Leerlaufspannung für eine NMC basierte Batterie abhängig von der Umgebungstemperatur und dem Ladezustand	43
Abbildung 4-4:	Validierungsprofil für eine NMC-basierte Batterie – hohe Korrektheit des Modells trotz variabler Temperaturen innerhalb der Grenzen eines quasistationären Modells	44
Abbildung 4-5:	Modellierung der Fahrzeuge, Beispiel: Range Extender	46
Abbildung 4-6:	Modellierung der Fahrzeuge, Beispiel: Elektrische Maschine	47
Abbildung 4-7:	Vorgehensweise zur Fahrzeugsimulation mit Dymola	48
Abbildung 4-8:	Datenannahmen zur Auslegung der Fahrzeuge – Höchstgeschwindigkeit.....	48
Abbildung 4-9:	Datenannahmen zur Auslegung der Fahrzeuge – Beschleunigung (0-100 km/h).....	48
Abbildung 4-10:	Datenannahmen zur Auslegung der Fahrzeuge – elektrische Reichweiten im NEFZ ohne Nebenverbraucher.....	49
Abbildung 4-11:	Datenannahmen zur Auslegung der Fahrzeuge – Entwicklung der Batterie.....	49

Abbildung 4-12:	Datenannahmen zur Auslegung der Fahrzeuge – Entwicklung des Luftwiderstandes ($c_w \times A$)	50
Abbildung 4-13:	Datenannahmen zur Auslegung der Fahrzeuge – Entwicklung des Rollwiderstands und der Fahrzeugmasse	50
Abbildung 4-14:	Fahrzyklen zur Reichweiten- und Energiebedarfsberechnung.....	51
Abbildung 4-15:	Einfluss und Berücksichtigung der Nebenaggregate im Batteriefahrzeug	52
Abbildung 4-16:	Statistische Auswertung der Datenbasis [MiD 2008] hinsichtlich der Ausprägung „unterwegs“. (Quelle: Eigene Darstellung, [MiD 2008])	53
Abbildung 4-17:	Ergebnisse der statistischen Auswertung nach Clusterung mittels des Complete-Linkage-Verfahrens für die Gruppe der Vollzeit-Erwerbstätigen. (Quelle: Eigene Darstellung, MiD 2008)	54
Abbildung 4-18:	Fahrtzeitpunkte aller Fahrzeuge, gruppiert nach ihrer geografischen Herkunft. (Quelle: Eigene Darstellung, [MiD 2008])	54
Abbildung 4-19:	Fahrtstrecken aller Fahrzeuge, gruppiert nach ihrer geografischen Herkunft. (Quelle: Eigene Darstellung, [MiD 2008])	55
Abbildung 4-20:	Schematische Darstellung der Berechnungsmethode anhand eines (fiktiven) Beispielfahrzeugs	56
Abbildung 4-21:	Verlauf der Batteriebeladungsprofile für kleine Batteriefahrzeuge	58
Abbildung 4-22:	Verlauf der Batteriebeladungsprofile für mittlere Range-Extender-Fahrzeuge	59
Abbildung 4-23:	Tagesverlauf des Anteils der an das Stromnetz angeschlossenen Fahrzeuge; b) Tagesverlauf des Anteils tatsächlich ladender Fahrzeuge im Fall von unkontrollierter Ladung	59
Abbildung 4-24:	Ergebnisse für Neufahrzeugflotte und Flottenbestand in den beiden berechneten Fahrzeugszenarien bis zum Jahr 2050	63
Abbildung 4-25:	Ergebnisse für Energieverbrauch und CO ₂ -Emission der deutschen Fahrzeugflotte differenziert nach Antriebsstrangkonfiguration für Szenario 2	63
Abbildung 4-26:	Mögliche Flottenentwicklung einschließlich Durchbruch der Wasserstoffbrennstoffzellen – Simulation mit dem Modell VECTOR21 im Rahmen der Arbeiten zu [Nitsch et al. 2012].....	64
Abbildung 5-1:	Aufbau des Modells REMix mit Inputdaten.....	67
Abbildung 5-2:	Aggregierte Regionen im Modell REMix.....	67
Abbildung 5-3:	Regionenmodell der Übertragungsnetzbetreiber sowie Aufteilung der installierten Erzeugungskapazitäten nach Energieträgern aus [ÜNB 2009]	69
Abbildung 5-4:	Entwicklung der Bruttostromerzeugung in Deutschland bis 2050, Basisszenario A aus [Nitsch et al. 2011] * realer Wert 2010: 615 TWh	71
Abbildung 5-5:	Entwicklung der Bruttoleistung der Kraftwerke in Deutschland bis 2050, Basisszenario A aus [Nitsch et al. 2011]	72
Abbildung 5-6:	Entwicklung der Bruttoleistung der Kraftwerke in der Region Europa bis 2050 im Szenario T basierend auf [BMU 2005, BMU 2006]	74
Abbildung 5-7:	Struktur und Verteilung der Stromerzeugung in der Region Europa und Nordafrika in 2030 (links) und 2050 (rechts) Szenario T*	74

Abbildung 5-8:	Mit REMix ermitteltes europäisches Netzausbauszenario für das Jahr 2030	75
Abbildung 5-9:	Mit REMix ermitteltes Netzausbauszenario für das Jahr 2050 im Szenario L mit primär nationaler EE-Nutzung und Austausch mit den Nachbarregionen	76
Abbildung 5-10:	Mit REMix ermitteltes Netzausbauszenario für das Jahr 2050 im Szenario T mit transeuropäischem Stromverbund und Solarstromimport.....	77
Abbildung 5-11:	Simulation des zeitlich aufgelösten Verlaufs der Lastdeckung in Deutschland mit REMix, dargestellt über eine Woche des Jahres 2030	78
Abbildung 5-12:	Jahresdauerlinien der Last und Erzeugung sowie des Lastausgleichs im Jahr 2030 durch flexibilisierte KWK, Stromaustausch mit den Nachbarländern und Pumpspeicher	79
Abbildung 5-13:	Jahresdauerlinien der Last und Erzeugung sowie des Lastausgleichs im Jahr 2030 – Rolle der Elektromobilität.....	80
Abbildung 5-14:	Simulation des zeitlich aufgelösten Verlaufs der Lastdeckung in Deutschland mit REMix, dargestellt über eine Woche des Jahres 2050 im Szenario L.....	81
Abbildung 5-15:	Simulation des zeitlich aufgelösten Verlaufs der Lastdeckung in Deutschland mit REMix, dargestellt über eine Woche des Jahres 2050 im Szenario T.....	82
Abbildung 5-16:	Jahresdauerlinien der Last und Erzeugung in Deutschland sowie des Lastausgleichs im Jahr 2050 für die Szenarien L und T	83
Abbildung 5-17:	Jahresdauerlinien der Restlastdeckung sowie der Stromüberschüsse in Deutschland im Jahr 2050 für die Szenarien L und T	84
Abbildung 5-18:	Vergleich der Jahresdauerlinien des Stromaustauschs zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern im Jahr 2050 in den Szenarien L und T	84
Abbildung 5-19:	Beschreibung der berechneten Sensitivitätsfälle für das Jahr 2030	86
Abbildung 5-20:	Ergebnisse der Sensitivitätsfälle für das Jahr 2030	86
Abbildung 5-21:	Beschreibung der berechneten Sensitivitätsfälle für das Jahr 2050	88
Abbildung 5-22:	Ergebnisse der Sensitivitätsfälle für das Jahr 2050 für unterschiedliche Ladesteuerungen.....	88
Abbildung 5-23:	Ergebnisse der Sensitivitätsfälle für das Jahr 2050: Überschüsse und Spitzenlast	89
Abbildung 6-1:	Akteure und Energieflüsse im Energiesystem [Link 2012]	91
Abbildung 6-2:	Verteilungsfunktion der im Jahr 2010 installierten PV-Leistung [BNetzA 2011].....	93
Abbildung 6-3:	Aufbau der Szenarien für Hausenergiesysteme.....	95
Abbildung 6-4:	Elektrische Last und Erzeugungsleistung für einen Sommertag für ein Haus mit PV-Anlage mit 7 kW _p , bei optimierter Betriebsführung (links) bzw. ungesteuerter Ladung (rechts); maximale Ladeleistung E-Fzg. 3,7 kW.....	96
Abbildung 6-5:	Elektrische Last und Erzeugungsleistung für einen Sommertag für ein Haus mit PV-Anlage mit 7 kW _p , bei optimierter Betriebsführung (links)	

	bzw. ungesteuerter Ladung (rechts); maximale Ladeleistung E-Fzg. 11 kW	96
Abbildung 6-6:	Niederspannungsnetz mit Haushaltskunden	97
Abbildung 6-7:	Trafolastgang mit verschiedenen Ladestrategien für einen Sommer und Wintertag (Durchdringung E-Fzg. 100 %, Anschlussleistung 3,7 kW).....	97
Abbildung 6-8:	Spannungsbereich im Netz mit Haushaltskunden für Anschlussleistungen 3,7 kW und 11 kW jeweils für Sommer und Winter	98
Abbildung 6-9:	Maximaler Leistungsfluss über einen Netzausläufer des Niederspannungsnetzes für Extremszenarien.....	99
Abbildung 6-10:	Verwendete Netztypen und Siedlungsstrukturen nach [Scheffler 2002].....	101
Abbildung 6-11:	Probabilistische Lastflussberechnung	103
Abbildung 6-12:	Prozentuale Anzahl der überlasteten Betriebsmittel in Siedlungsgebieten des Typs 1 bis 4.....	105
Abbildung 6-13:	Prozentuale Anzahl der überlasteten Betriebsmittel in Siedlungsgebieten des Typs 5 bis 8.....	106
Abbildung 6-14:	Spannungsband des Netztyps 1.....	107
Abbildung 6-15:	Spannungsband des Netztyps 7.....	108
Abbildung 6-16:	Methodik zur Nachbildung der Kopplung zwischen Übertragungskapazitäten und Netznutzungsszenarien.....	111
Abbildung 6-17:	Verfahren zur Ermittlung des Ausbaubedarfs im Übertragungsnetz	112
Abbildung 6-18:	Betrachtete Szenarien zur Nachbildung der Elektromobilität	112
Abbildung 6-19:	Varianten zur Berücksichtigung unterschiedlicher Ladestrategien.....	113
Abbildung 6-20:	Vergleich der Szenarien für das Jahr 2030	114
Abbildung 6-21:	Vergleich der Szenarien für das Jahr 2050	114
Abbildung 6-22:	Vergleich des Basisszenarios und des Szenarios ohne E-Fzg. und entsprechend reduzierter EE-Kapazität für das Jahr 2050	115
Abbildung 6-23:	Differenz des Netzausbaubedarfs des lokalen und transeuropäischen Szenarios für das Jahr 2050.....	116
Abbildung 6-24:	Differenz des Netzausbaubedarfs des lokalen und transeuropäischen Szenarios für das Jahr 2050.....	117

1 Einleitung und Ziele des Vorhabens

Durch zeitweise drastisch steigende Ölpreise, die zunehmende Sorge um die langfristige Versorgungssicherheit und den mittlerweile politischen Konsens bei den ehrgeizigen Zielen zur CO₂-Emissionsminderung und zum Ausbau erneuerbarer Energien haben sich die Entwicklungs- und Marktperspektiven der Elektromobilität in den letzten Jahren deutlich geändert. Unterstützt durch die Ergebnisse des IPCC verfolgen Bundesregierung und Europäische Kommission das Ziel, die durch den Treibhauseffekt verursachte Temperaturerhöhung auf 2 °C zu begrenzen. Um dieses Ziel zu erreichen, müssen bis zum Jahr 2050 in den Industriestaaten die Treibhausgasemissionen um mindestens 80 % reduziert werden. Für den Verkehrsbereich in Deutschland ist dafür erforderlich, den Endenergieverbrauch um etwa 40 % zu mindern und einen erneuerbaren Anteil an der eingesetzten Endenergie von 45 bis 50 % zu erreichen [Nitsch et al. 2011]. Verschiedene Szenarienanalysen zeigen, dass es gerade im Verkehrssektor besonders schwierig sein wird, diese Ziele zu erreichen und die Abhängigkeit von knappen fossilen Ressourcen zu verringern. Wegen der begrenzten Verfügbarkeit nachhaltig erzeugter Biomasse und der Nutzungskonkurrenz mit der Nahrungsmittelproduktion können Biokraftstoffe zwar zur Entschärfung der Klima- und Ressourcenproblematik beitragen, sie liefern aber keine ausreichende Basis für eine globale nachhaltige Mobilität. Dies auch, weil Biomasse im Energiesystem aus Effizienzgründen ebenfalls eine wichtige Rolle als Brennstoff zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung besitzt. Wenn man zudem davon ausgeht, dass sich die anderen Weltregionen langfristig ähnlich ambitionierte Klimaschutzziele auferlegen und andererseits das nachhaltig nutzbare Biomassepotenzial auf global nur etwa 95 bis 100 EJ begrenzt ist [Seidenberger et al. 2008], würde die Annahme eines massiven Biomasseimports mit der Vorgabe strenger Nachhaltigkeitskriterien keine realistische Strategie darstellen. Insofern können die Ziele im Verkehrssektor nur durch einen fundamentalen Strukturwandel erreicht werden.

Andere erneuerbare Energiequellen können mittelfristig vor allem über die Energieträger Elektrizität und Wasserstoff im Verkehr genutzt werden. Eine Schlüsselrolle wird hierbei der effiziente Elektroantrieb unter Nutzung erneuerbaren Stroms einnehmen. Aufgrund der hohen Effizienz und des hohen Potenzials des Elektroantriebs im PKW-Sektor und des dadurch geringeren Endenergieverbrauchs ist es möglich, höhere Beiträge von Biokraftstoffen für die anderen Verkehrsarten bereitzuhalten und damit die Ziele insgesamt zu erreichen. Ergänzend ergibt sich die Perspektive über den Weg der Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff mittels Elektrolyse und erneuerbarem Strom weitere Anteile der Verkehrsleistungen über mitgeführten Wasserstoff oder daraus erzeugtes Methan bzw. flüssige synthetische Kohlenwasserstoffe abzudecken. Durch die größere Reichweite dieser Fahrzeugkonzepte im Vergleich zu rein batterieelektrisch betriebenen Fahrzeugen könnten damit weitere Kundengruppen den Systemwechsel vom Verbrennungsmotor zum Elektroantrieb bzw. zur Nutzung eines rein erneuerbaren Kraftstoffs realisieren.

Durch die erfolgreiche Markteinführung der Hybridtechnik und große Fortschritte bei der Batterie- und Fahrzeugentwicklung wird die Elektromobilität nun wie nie zuvor als ernstzunehmende Option für den Straßenverkehr diskutiert und in der Politik mittlerweile von der Notwendigkeit und der Realisierbarkeit der Elektromobilität innerhalb der nächsten zwei Jahrzehnte ausgegangen. Im Energiekonzept der Bundesregierung vom Herbst 2010 [E-Konzept 2010] werden für die Jahre 2020 und 2030 die politischen Ziele von 1 Million bzw. 6 Millionen elektrisch angetriebenen Fahrzeugen in der Straßenverkehrsflotte genannt. In den nächsten Jahren werden zur Entwicklung markttauglicher Konzepte und vollständiger Wertschöp-

fungsketten in Deutschland mehrere 100 Millionen Euro für die Forschung und Entwicklung ausgegeben. Zahlreiche Fahrzeughersteller haben die Markteinführung von Serien-Plug-In-Hybridfahrzeugen (PHEV) und Vollelektro-Fahrzeugen (Battery Electric Vehicle - BEV) in wenigen Jahren angekündigt oder – zum Teil mit Vorserien – bereits realisiert. An Konzepten für geeignete Geschäftsmodelle und Ladeinfrastrukturen wird mit Hochdruck gearbeitet, ebenso werden geeignete Förderinstrumente diskutiert, die Kaufanreize trotz der noch relativ hohen Batterie- und damit Fahrzeugkosten erzeugen sollen.

Die Möglichkeit zur Nutzung regenerativ erzeugten Stroms in Elektrofahrzeugen mit hoher Speicherkapazität eröffnet neue Perspektiven. In einem Versorgungssystem mit hohen Anteilen erneuerbarer, fluktuierender Stromerzeugung können durch eine Batterieladesteuerung nicht nur Netzengpässe vermieden werden, sondern die Fahrzeuge bei einer Netzanbindung als flexible Last eingesetzt werden und so den Einsatz und die Vorhaltung von Erzeugungs- und Lastausgleichkapazitäten wie stationäre Stromspeicher reduzieren. Als ‚Dual-use‘ Speicher könnten diese Fahrzeuge auch dezentral Strom speichern und bei Bedarf wieder in das Netz einspeisen (Vehicle-to-Grid-Technologie). Dies ermöglicht nicht nur eine effiziente und umweltfreundliche Mobilität, sondern kann gleichzeitig die Netzintegration dezentraler Stromerzeuger mit erneuerbaren Energiequellen unterstützen sowie perspektivisch weitere Netzdienstleistungen erbringen.

Die Einführung von Elektrofahrzeugen in einem Massenmarkt würde langfristig zu einer deutlichen Steigerung des Strombedarfs führen, der aus Ressourcen- und Klimaschutzgründen mit einem weiter steigenden Anteil erneuerbarer Energien bereitzustellen ist. Das Zusammenspiel einer großen Anzahl zusätzlicher dezentraler Verbraucher (und möglicherweise Speicher/Einspeiser) mit einem hohen Anteil fluktuierender, teilweise dezentraler Stromerzeuger führt zu neuen Anforderungen an das deutsche bzw. europäische Versorgungssystem. Um diese zu verstehen, sind die Möglichkeiten der Netzintegration von Hybridfahrzeugen sowie deren Auswirkungen auf Energieflüsse und Betriebsmittelauslastungen zu untersuchen. Da sowohl der Strombedarf als auch die regenerativen Erzeugungspotenziale räumlich und zeitlich stark variieren, ist eine ausreichend genaue räumlich und zeitlich auflösende Modellierung erforderlich, um die Auswirkungen im Versorgungssystem darstellen zu können.

Aus diesem Kontext ergaben sich die Ziele des Verbundvorhabens, das im Zeitraum von April 2009 bis November 2011 bearbeitet wurde. Der Schwerpunkt der Untersuchungen lag auf dem mittel- bis langfristigen Zeithorizont (2030 bis 2050), in dem unterstellt wird, dass Elektromobilität mit der Nutzung erneuerbarer Energien einen relevanten Beitrag zur Versorgungssicherheit und zum Erreichen der Ziele des Klimaschutzes leisten kann. Mit unterschiedlichen systemanalytischen und modelltechnischen Ansätzen wurden die mittel- bis langfristigen energiewirtschaftlichen Perspektiven von Elektromobilität (Plug-In-Hybridfahrzeuge und Elektrofahrzeuge) in einem Versorgungssystem mit hohem Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien untersucht. Dabei standen zunächst die Entwicklungspotenziale von Batterien und anderen relevanten Fahrzeugtechnologien, die mögliche Auslegung neuer Fahrzeugkonzepte, sowie die Marktentwicklung und die Nutzung der Fahrzeugflotten im Fokus. Daraus ergaben sich Szenarien für den Anteil der Elektromobilität am Individualverkehr, aber auch Zeitreihen für den erwarteten Stromverbrauch und für die nutzbaren Batteriekapazitäten mit Netzkontakt. In einem Modell der Stromerzeugung und -versorgung in Deutschland unter Einbeziehung des europäischen Stromverbands wurden diese Flotten integriert und Effekte einer gesteuerten Batteriebeladung auf die Stromversorgung mit einem zeitlich und räumlich auflösenden Ansatz analysiert. Des Weiteren wurden die Möglichkeiten und Auswirkungen der netztechnischen Integration von Elektrofahrzeugen sowie der erneu-

erbaren, dezentralen und teilweise fluktuierenden Stromerzeugung in einem trans-europäischen Versorgungssystem aufgezeigt. Die Realisierbarkeit der netztechnischen Integration wurde untersucht, und es wurden zukünftige Kosten für ggf. erforderliche netztechnische Maßnahmen abgeschätzt.

Der Betrachtungsraum für das Projekt sowie die Ergebnisdarstellung in dieser Studie ist schwerpunktmäßig Deutschland, es werden aber sowohl auf der Bedarfsseite (Markteinführung Elektromobilität nicht nur in Deutschland) als auch auf der Versorgungsseite (Import von Strom aus erneuerbaren Energien, Stromaustausch über das Transportnetz) die möglichen Wechselwirkungen mit einem europäischen Verbundsystem aufgezeigt.

Die folgenden konkreten Fragestellungen sind insgesamt detailliert untersucht worden:

- Welche technischen Entwicklungen sind zu erwarten, die einen Markteintritt von Plug-In-Hybrid- und Elektrofahrzeugen fördern (Batterie, Antriebsstrang, Ladeverfahren, Leistungselektronik)?
- Welche Anforderungen an die eingesetzten Fahrzeug-Batteriesysteme ergeben sich aus den besonderen Anforderungen zur zeitweiligen Netzintegration der Plug-In-Fahrzeuge?
- Welche Marktperspektiven haben Plug-In-Elektrofahrzeuge in verschiedenen Marktsegmenten in Abhängigkeit von Technologieentwicklungen und Rahmenbedingungen?
- Wie entwickelt sich der durch Elektromobilität induzierte zusätzliche Strombedarf und welches Lastprofil und welche stündlich am Netz verfügbare Batteriekapazität resultiert aus der Fahrzeugflotte und den zu erwartenden Nutzerprofilen?
- Welche Potenziale erneuerbarer Energien stehen zu welchen Kosten zur Verfügung, um den durch Elektromobilität induzierten zusätzlichen Strombedarf zu decken? Welches residuale Lastprofil ergibt sich in einem Transformationsszenario entsprechend den Zielsetzungen des Energiekonzepts und wie kann die residuale Last kostenoptimal im europäischen Verbund gedeckt werden?
- Welches Potenzial zur Nutzung von möglichen überschüssigen Strommengen und zur Senkung der residualen Spitzenlast ergeben sich durch die Elektromobilität und die Laststeuerung?
- Welche Auswirkungen auf Lastflüsse und Betriebsmittelauslastungen ergeben sich aus der Integration von Plug-In-Elektrofahrzeugen und den fluktuierenden erneuerbaren Energien auf Verteilungsnetzebene sowie auf der Ebene der Übertragungsnetze?
- Welche energiewirtschaftlichen und energiepolitischen Rahmenbedingungen können die breite Markteinführung von Plug-In-Hybridfahrzeugen und Elektrofahrzeugen unterstützen und welche Geschäftsmodelle erscheinen hierfür geeignet?

Um die Sichtweise unterschiedlicher Akteure sowie die jeweils erwarteten Potenziale wie auch Grenzen der Elektromobilität zu berücksichtigen, wurde ein industrieller Projektbeirat initiiert und in die Festlegung von relevanten Annahmen und grundsätzlichen Vorgehensweisen der Arbeiten eingebunden. Der Projektbeirat bestand aus Vertretern von Daimler AG, Robert Bosch GmbH, Volkswagen AG, SAFT Energy Storage Systems, RWE Energy AG und Badenova AG & Co. KG. Die Annahmen sowie auch Ergebnisse der Simulationen wurden in insgesamt drei Projektworkshops vorgestellt und diskutiert.

In den folgenden Kapiteln werden zunächst die wesentlichen Annahmen bezüglich der angenommenen grundsätzlichen Entwicklungen des Energiesystems (Kapitel 2) sowie Entwick-

lungspfade der einzelnen Technologien (Kapitel 3), die Ergebnisse der Fahrzeug- und Flottensimulationen (Kapitel 4), der Modellierung der Stromversorgung einschließlich Elektromobilität (Kapitel 5) sowie der netztechnischen Analysen (Kapitel 6) dargestellt und ausgewertet. In Kapitel 7 erfolgt ergänzend die Diskussion günstiger Rahmenbedingungen für den Durchbruch der Elektromobilität und hierbei insbesondere der Rolle unterschiedlicher Akteure und Geschäftsmodelle. Abschließend werden aus der Synthese der Ergebnisse in Kapitel 8 die wesentlichen Schlussfolgerungen des Vorhabens hergeleitet.

2 Grundlegende Annahmen zur langfristigen Entwicklung des Energiesystems

Um eine zielgerichtete Untersuchung der Fragestellung der Perspektiven von Elektrofahrzeugen in einem zukünftigen Versorgungssystem mit hohem Anteil erneuerbarer Energien zu ermöglichen, muss nicht die gesamte Bandbreite möglicher Entwicklungspfade untersucht werden. Als Ausgangspunkt für die Szenarienanalyse werden hier ausgewählte relevante und plausible Entwicklungspfade, sogenannte Story-Lines, aufgezeigt, die gewissermaßen den Rahmen für die detaillierte Szenarienanalyse aufspannen.

Die Festlegung von Story-Lines ist in keiner Weise als Prognose über zukünftige Entwicklungen zu verstehen. Die Story-Lines stellen aber in sich schlüssige mögliche Entwicklungspfade dar, in denen jeweils politische und sozio-ökonomische Rahmenbedingungen mit technischen Entwicklungspfaden verknüpft werden. Wichtig ist es, innerhalb verschiedener Story-Lines mögliche „Kippmomente“ zu identifizieren, die mit einem möglichen Richtungswechsel eines Entwicklungspfades verbunden sind (z. B. starker Netzausbau oder auch Solarstromimport aus Nordafrika nach Europa kann realisiert werden oder wird nicht realisiert). Diese Kippmomente werden oft eher durch politische und gesellschaftliche Rahmenbedingungen als durch technische Restriktionen bestimmt.

In diesem Kapitel werden relevante politische, gesellschaftliche und technische Entwicklungspfade skizziert, die für die folgenden Untersuchungen als Prämissen dienen. Die Entwicklungen technischer und ökonomischer Kenngrößen und Parameter in den Bereichen Batterien, Fahrzeugtechnik, Netzinfrastruktur, Ladetechniken und Stromerzeugung werden im Detail im Kapitel 3 beschrieben.

2.1 Politische Rahmenbedingungen

Die heute in Deutschland und Europa existierenden Mobilitätsstrukturen sind ein wesentlicher Bestandteil unserer Volkswirtschaft. Ein tiefgreifender Systemwechsel, wie es der Übergang vom Verbrennungsmotor zum Elektroantrieb darstellt, wird im Wesentlichen durch eine deutliche Änderung politischer und/oder wirtschaftlicher Rahmenbedingungen angetrieben. Wegen der langen Vorlaufzeiten für Forschung und Entwicklung sowie für den Aufbau neuer Infrastrukturen ist ein solcher Systemwechsel nicht primär marktgetrieben, da die Signale des eher kurzfristigen Marktes heute noch keine ausreichenden Anreize für einen Systemwechsel geben. Dementsprechend haben politische Rahmenbedingungen, die sich an langfristigen politischen Zielen orientieren, einen entscheidenden Einfluss auf Art und Geschwindigkeit eines möglichen Systemwechsels hin zur Elektromobilität.

In dieser Studie werden explizit die Perspektiven der Elektromobilität in einem Versorgungssystem mit hohem Anteil erneuerbarer Energien untersucht, d. h. es werden grundsätzlich starke Treiber für den Ausbau erneuerbarer Energien und für die Markteinführung von Elektromobilität unterstellt. Wesentliche Treiber für diese Entwicklung sind die globalen Klimaschutzbemühungen und die Verknappung fossiler Energieträger, die zu steigenden Energiepreisen führen. Die wichtigsten politischen Ziele und Rahmenbedingungen, die hier der Beschreibung möglicher Entwicklungspfade zu Grunde liegen, lassen sich wie folgt zusammenfassen:

Klimaschutz: Den Empfehlungen des IPCC entsprechend hat sich die deutsche Bundesregierung und die Europäische Kommission das Ziel gesetzt, den globalen Temperaturan-

stieg im Vergleich zum vorindustriellen Niveau auf maximal 2°C zu begrenzen. Um dieses Ziel zu erreichen, ist es nach heutigem Stand des Wissens notwendig, die globalen CO₂-Emissionen von heute ca. 30 Mrd. t/a auf unter 10 Mrd. t/a im Jahr 2050 zu reduzieren. Dazu müssen die CO₂-Emissionen in den Industrieländern um mindestens 80 % gegenüber 1990 gemindert werden.

Es wird davon ausgegangen, dass mittelfristig ein globaler „Cap and Trade“ Mechanismus etabliert wird, also ein globaler CO₂-Emissionshandel mit kontinuierlich sinkenden Emissionsobergrenzen. Es wird außerdem angenommen, dass im Gegensatz zum heutigen europäischen CO₂-Handel nicht nur die Großemittenten, sondern letztendlich alle Emittenten in irgendeiner Weise in ein „Cap and Trade“-System mit einbezogen werden. Dies führt dazu, dass mittelfristig in allen Sektoren, also auch im Verkehr, CO₂-Emissionen mit kontinuierlich steigenden Kosten verbunden sind.

Da inzwischen auch die USA das Ziel einer 80 %igen Reduktion der CO₂-Emissionen formuliert haben und einen CO₂-Handel etablieren wollen, ist das Erreichen dieser Klimaschutzziele deutlich realistischer geworden. Es ist aber nicht davon auszugehen, dass schon in den nächsten Jahren ein globales „Cap and Trade“-System realisiert werden kann. Trotzdem wird hier davon ausgegangen, dass Deutschland am Ziel einer Treibhausgasemissionsminderung um 40 % (gegenüber 1990) bis 2020 und um 80 % bis 2050 festhält. Dies insbesondere, da diese Ziele im Energiekonzept der Bundesregierung im Herbst 2010 erneut formuliert wurden. Es wird angenommen, dass sich auf europäischer Ebene und somit auch in den Nachbarstaaten Deutschlands mit einer gewissen Verzögerung ähnliche Ziele durchsetzen werden.

Ausbau erneuerbarer Energien: Aus Gründen des Klimaschutzes, zur Erhöhung der Versorgungssicherheit (Reduzierung der Abhängigkeit von fossilen Energieträgern), aber auch aus industriepolitischen Gründen ist in Deutschland schon relativ früh der Ausbau erneuerbarer Energien politisch unterstützt worden. Vor allem im Stromsektor hat sich der Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland in den letzten zehn Jahren sehr dynamisch entwickelt. Im Jahr 2008 lag der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch bei knapp 15 %, bis 2020 soll er den Zielen des Energiekonzepts der Bundesregierung entsprechend auf mindestens 35 % steigen. Bis 2050 soll der Anteil erneuerbarer Energien am gesamten Endenergieverbrauch bei 60 % liegen, der Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch soll dann bei mindestens 80 % liegen. Dieses Ziel wurde am 30. Juni 2011 im Rahmen des „Gesetzes zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien“ bestätigt. Aufgrund dessen wird ein Langfristszenario der Entwicklung des Energiesystems in Deutschland als Grundlage der Untersuchungen in dieser Studie angesetzt, das auf konsistenten Entwicklungspfaden diese Ziele erreicht [Nitsch et al. 2011].

Durch die europäische Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen sind inzwischen auch auf europäischer Ebene verbindliche Ziele für den Ausbau erneuerbarer Energien bis zum Jahr 2020 festgelegt worden. Auch wenn auf europäischer Ebene bisher keine gemeinsamen langfristigen Ziele für den Ausbau erneuerbarer Energien formuliert wurden, so erscheint es doch plausibel, dass bei ernsthafter Umsetzung der Klimaschutzziele und auf Grund der durch die EU-Richtlinie angestoßenen Ausbaudynamik auch in Europa von einem mittel- und langfristig weiteren Ausbau erneuerbarer Energien ausgegangen werden kann.

Es wird angenommen, dass der weitere Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland und Europa durch flankierende Maßnahmen zur Bereitstellung der erforderlichen Netzf-

rastruktur sowie der Förderung von Investitionen zum Ausgleich von Verbrauch und Erzeugung wie Stromspeicher, Lastmanagement und gesteuerte Erzeugung aktiv unterstützt wird. Als eine Voraussetzung hierfür wird für die Zukunft von variablen Stromtarifen ausgegangen, die primär von der zeitlich variierenden Last und der erneuerbaren Stromerzeugung bestimmt werden.

Elektromobilität: Im „Nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität“ der Bundesregierung wird die Elektromobilität als ein Thema von hoher strategischer Bedeutung für die Bundesregierung herausgestellt. Der Elektromobilität wird eine wichtige Rolle bei der Umsetzung energie- und klimapolitischer Ziele zugemessen. Durch den Ausbau der Elektromobilität soll insbesondere ein signifikanter Beitrag zum Erreichen der Klimaschutzziele geleistet und die Abhängigkeit von Erdölimporten reduziert werden.

Für die Entwicklung der Elektromobilität wurden im Energiekonzept der Bundesregierung Zielwerte für die Anzahl der Straßenfahrzeuge mit elektrischem Antrieb bis 2020 (eine Million) und 2030 (sechs Millionen) definiert. Zur Deckung des durch Elektromobilität induzierten Strombedarfs wird dabei ausdrücklich die Nutzung erneuerbarer Energiequellen angestrebt. Dem nationalen Entwicklungsplan entsprechend soll eine „konzertierte Strategie von der Grundlagenforschung bis hin zur Markteinführung entwickelt und vorgebracht werden“, die die gesamte Wertschöpfungskette von der Materialentwicklung bis zur Markteinführung von Gesamtsystemen berücksichtigt. Es wird das Ziel formuliert, Deutschland zu einem Leitmarkt für Elektromobilität zu entwickeln und damit die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie auszubauen. Hierzu werden in den nächsten Jahren Hunderte von Millionen Euro für Forschungs- und Entwicklungsarbeiten ausgegeben. Auch wenn sich die momentane Euphorie um die Elektromobilität in Zukunft wieder etwas legen wird, kann vor dem Hintergrund des starken Engagements der Bundesregierung sowie der politischen Parteien insgesamt erwartet werden, dass die deutliche politische Unterstützung bei Forschung und Entwicklung, Demonstrationsprojekten und der Markteinführung der Elektromobilität in den nächsten Jahren sehr günstige Rahmenbedingungen für technische Innovationen schaffen werden. Dadurch wird eine eher positive Einschätzung technischer Entwicklungspotenziale im Bereich der Batterie- und Fahrzeugtechnik sowie im Bereich der Netzinfrastruktur bei der Festlegung der Story-Lines in dieser Studie begründet.

Es ist durchaus denkbar, dass sich die politischen Rahmenbedingungen im Zeitraum bis 2050 anders als hier dargestellt entwickeln und damit zu anderen Anreizen führen. Dies würde mit Einschränkung zu Entwicklungen führen, für die der Untersuchungsgegenstand dieser Studie (Elektromobilität in einem Versorgungssystem mit hohem Anteil erneuerbarer Energien) nicht oder nur am Rande relevant wäre, sie werden daher hier nicht weiter verfolgt. Die dargestellten politischen Rahmenbedingungen beschreiben einen in sich konsistenten und plausiblen Entwicklungspfad. Im weiteren Verlauf der Szenarienanalyse wird so weit wie möglich darauf eingegangen, wenn Abweichungen von den hier dargestellten Rahmenbedingungen die im Folgenden beschriebenen Entwicklungspfade in Frage stellen.

2.2 Sozio-ökonomische Rahmenbedingungen

Die demografische und wirtschaftliche Entwicklung hat einen großen Einfluss auf die Höhe und Struktur des zukünftigen Energiebedarfs eines Landes. Die Entwicklung der Bevölkerung, des Bruttoinlandprodukts, der Größe und Ausstattung der Wohnungen bzw. Haushalte, des Verkehrsaufkommens und der Ausstattung mit Fahrzeugen bestimmt letztlich den Verbrauch an Strom, Kraftstoffen und Brennstoffen. Die Annahmen in dieser Studie basieren im

Wesentlichen auf den mit den Energieszenarien zum Energiekonzept der Bundesregierung [EWI 2010] abgestimmten Eckdaten aus [Nitsch et al. 2011]. Neben einigen erforderlichen Aktualisierungen bei den Ist-Daten ist lediglich die Entwicklung der Verkehrsleistungen aus Konsistenzgründen leicht modifiziert worden.

Für die Bevölkerungszahl wird angenommen, dass der abnehmende Trend weiter anhält und bis 2050 eine Gesamtbevölkerung in Deutschland von knapp 74 Millionen resultiert. Die Anzahl der Erwerbstätigen steigt bis 2015 noch leicht und nimmt dann entsprechend der Bevölkerungsentwicklung auf knapp 33 Millionen stetig ab. Die Anzahl der Haushalte wächst bis 2030 weiter an, dementsprechend sinkt die Anzahl der Personen je Haushalt weiter von heute etwa 2,1 auf langfristig unter 1,9. Die Wohnfläche wächst noch um 6 % auf rund 3700 Mio. m². Es wird angenommen, dass das Bruttoinlandsprodukt bis 2050 um über 40 % steigt. Aufgrund des Bevölkerungsrückgangs steigt das Pro-Kopf-Bruttoinlandsprodukt sogar um etwa 60 %. Die Personenverkehrsleistung wächst bis 2020 noch leicht und geht nach einer Phase der Sättigung wieder auf den Wert von 2005 zurück. Bei der Güterverkehrsleistung wird von einem deutlichen Wachstumspotenzial ausgegangen, es steigt in den Szenarien stetig bis 2040 auf das 1,5-fache des heutigen Wertes, also etwa proportional zum Wachstum des Bruttoinlandsprodukts.

Tabelle 2-1: Entwicklung wesentlicher demografischer und wirtschaftlicher Rahmendaten basierend auf [Nitsch et al. 2011]

Absolutwerte	2005	2008	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Bevölkerung (Mio.)	82,5	82,1	81,6	80,9	80,5	79,9	79,1	75,5	73,8
Erwerbstätige (Mio.)	38,8	40,3	39,0	39,3	38,6	37,5	36,2	34,3	32,8
Private Haushalte (Mio.)	39,2	40,1	39,9	40,3	40,7	40,9	41,0	40,4	40,0
Wohnungen (Mio.)	39,6	40,1	40,3	41,0	41,7	41,7	41,5	40,7	39,9
Wohnfläche (Mio. m ²)	3350	3448	3480	3570	3640	3700	3680	3650	3600
Beheizte Nutzfläche (Mio. m ²)	1480	1510	1518	1530	1540	1530	1520	1470	1430
BIP real (Mrd. EUR ₂₀₀₀)	2125	2274	2187	2327	2437	2533	2632	2868	3158
Anzahl PKW (& Krad) (Mio.)	46,1	46,6	46,8	47,1	47,4	47,5	47,5	47,0	46,0
Personenverkehr (Mrd. pkm)	1099	1122	1129	1143	1153	1151	1147	1099	1053
Güterverkehr (Mrd. tkm *)	563	654	624	714	798	840	887	929	912
Spezifische Werte									
Personen/Haushalt	2,10	2,05	2,05	2,01	1,98	1,95	1,93	1,87	1,84
Wohnfläche/Kopf (m ²)	40,61	42,00	42,63	44,11	45,23	46,28	46,51	48,38	48,79
Wohnfläche/Wohnung (m ²)	84,60	85,99	86,27	87,07	87,29	88,73	88,67	89,68	90,23
PKW/Haushalt	1,18	1,16	1,17	1,17	1,16	1,16	1,16	1,16	1,15
Nutzfläche/Beschäftigter (m ²)	38,14	37,47	38,88	38,93	39,87	40,85	41,97	42,91	43,64
BIP/Kopf (EUR ₂₀₀₀)	25758	27734	27536	28753	30285	31686	33266	38012	42803
Personenverkehr/Kopf (pkm)	13321	13666	13829	14123	14316	14398	14497	14566	14272
Güterverkehr/Kopf (tkm)	6824	7966	7643	8822	9631	10508	11223	12313	12361

2005, 2008 und teilweise 2010 nach [BMW I 2010], weitere Werte 2010 z. T. vorläufig *) ohne Rohrleitungen
 2015 bis 2050 weitgehend nach Annahmen zu den Szenarien zum Energiekonzept 2010 [EWI 2010]
 Verkehrsleistungen Personen- und Güterverkehr 2040 und 2050 eigene Annahmen

Über Energieintensitäten in Abhängigkeit von der Realisierung von Effizienzmaßnahmen ergibt sich aus den unterschiedlichen Energie verbrauchenden Aktivitäten der Gesamtbedarf einer Volkswirtschaft. Die Finanz- und Wirtschaftskrise der Jahre 2008/2009 hat zu einer Verringerung des Energieverbrauchs im Jahr 2009 geführt, die über den üblichen Schwankungen lag. Im Jahr 2010 hat der Primärenergieverbrauch mit knapp über 14000 PJ/a [AGEB 2011] aber wieder annähernd das Niveau der Jahre davor erreicht, insbesondere der Endenergieverbrauch ist im Jahr 2010 mit 9060 PJ/a wieder etwa gleich hoch wie im Jahr

2008 (9100 PJ/a). Die Energieverbrauchsstrukturen haben sich dagegen in den letzten Jahren nicht nennenswert verschoben. Etwa 7 % der Primärenergie werden für nichtenergetische Zwecke eingesetzt, 28,5 % stellen Verluste im Umwandlungssektor dar, so dass 64,5 % für den Endenergieverbrauch zur Verfügung stehen. Nach Energieträgern deckte im Jahr 2010 Mineralöl in Form von Kraftstoffen und Heizöl 37 %, Gase 25 %, und Strom 21 % den Endenergiebedarf. Erneuerbare Energien (ohne Stromanteil) kamen auf 6 %, Fernwärme auf 5 % und kohlebasierte Brennstoffe einschließlich nicht-erneuerbare Abfälle auf 6 % der Endenergie.

2.3 Energiepreispfade und Stromgestehungskosten

Einen wesentlichen Einfluss auf Szenarienergebnisse hat die Fortschreibung der Energieträgerpreise. Um den bestehenden großen Unsicherheiten gerecht zu werden, wird mit verschiedenen Preisvarianten eine Bandbreite möglicher Entwicklungspfade dargestellt. Die Basis zur Ermittlung der Kosten der Energieversorgung in der Zukunft sind die in [Nitsch et al. 2011] getroffenen Annahmen für die Entwicklung der fossilen Energiepreise und der Preise von CO₂-Zertifikaten. Da sie die Bandbreite aktueller Angaben zur möglichen zukünftigen Preisentwicklung fossiler Energieträger weitgehend abdecken, sind sie auch die Grundlage der Story-Lines für diese Untersuchung. Die folgenden Ausführungen sind deshalb weitgehend dieser Studie entnommen.

Von Bedeutung für das inländische Preisniveau fossiler Energieträger sind die Grenzübergangspreise. Die resultierenden Werte der Preispfade A „Deutlicher Anstieg“, B „Mäßiger Anstieg“ und Preispfad C „geringer Anstieg“ sind in Tabelle 2-2 gegenübergestellt. Preispfad C wurde im Jahr 2004, also zur Zeit eines sehr niedrigen Energiepreisniveaus, für die damalige Energieprognose des BMWi abgeleitet [BMW 2005]).

Tabelle 2-2: Entwicklung der Grenzübergangspreise für Rohöl, Erdgas und Steinkohle in verschiedenen Energiepreispfaden, [in €₂₀₀₇/GJ] nach [Nitsch et al. 2011]*

Basisszenarien, Pfad A: „Deutlich“										
real, €₂₀₀₇/GJ	2007	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Rohöl	9,3	11,4	7,4	8,7	10,9	13,2	14,7	16,3	19,2	21,8
Erdgas	5,5	7,3	5,7	6,7	8,7	10,7	12,2	13,8	16,6	19,2
Steinkohle	2,3	3,8	2,9	3,1	4,1	5,1	5,9	6,5	7,9	9,2
Basisszenarien, Pfad B: „Mäßig“										
Rohöl	9,3	11,4	7,4	8,4	9,6	10,7	12,0	13,0	14,6	15,7
Erdgas	5,5	7,3	5,7	6,5	7,6	8,5	9,5	10,3	11,6	12,4
Steinkohle	2,3	3,8	2,9	3,0	3,5	4,0	4,4	4,7	5,1	5,5
Basisszenarien, Pfad C: „Sehr niedrig“										
Rohöl	9,3	11,4	7,4	7,5	7,8	8,2	8,7	9,1	9,9	10,4
Erdgas	5,5	7,3	5,7	6,0	6,3	6,5	6,9	7,3	7,9	8,3
Steinkohle	2,3	3,8	2,9	3,0	3,1	3,3	3,5	3,7	3,9	4,2

* Werte 2007 bis 2009 nach BMWi-Angaben (Mai 2010)

Weiterhin sind Annahmen zur Entwicklung der Preise von CO₂-Zertifikaten von Bedeutung. Die jeweiligen CO₂-Preise aus [Nitsch et al. 2011] lauten für den Preispfad A (Preispfad B und C in Klammern) für 2010: 25 €₂₀₀₇/t CO₂ (21; 16), für 2020: 40 (31; 21), für 2030: 52 (36; 24), für 2040: 62 (42; 27) und für 2050: 73 (47; 29). Während im Preispfad C im gesamten Zeitraum von sehr niedrigen CO₂-Preisen ausgegangen wird, nähern sich die CO₂-Preise des Preispfads A bis 2050 den Werten, die in verschiedenen Untersuchungen als „externe“ Kosten der Energieversorgung (d. h. bisher nicht oder nur unzureichend in betriebswirt-

schaftliche Kostenrechnungen eingehenden) ermittelt wurden. Der weitaus größte Anteil dieser externen Kosten resultiert aus den zukünftigen Schadenskosten eines ungebremsten Klimawandels (z. B. ~70 €/t CO₂ in [Krewitt/Schlomann 2006]; 85 €/t CO₂ in [Stern 2007]). Die Annahmen zu den CO₂-Preisen in den Szenarien zum Energiekonzept 2010 [EWI 2010] bewegen sich zwischen 13 €/t (2010) und 50 €/t im Jahr 2050 für das Referenzszenario und 75 €/t in 2050 für die Zielszenarien, entsprechen also etwa den Verläufen der Pfade A und B.

Werden die CO₂-Preise auf den Brennstoffpreis aufgeschlagen, so zeigt sich, dass die Preisanstiege bei Erdgas überwiegend durch den Brennstoff selbst verursacht sind, während sie bei Steinkohle zum überwiegenden Teil und bei Braunkohle fast ausschließlich durch den Preis für CO₂-Zertifikate bestimmt werden¹. Daraus wird klar, dass ein unter Klimaschutzgesichtspunkten fairer Wettbewerb fossiler und erneuerbarer Energietechnologien wesentlich von der Wirksamkeit des zukünftigen Handels mit CO₂-Zertifikaten abhängt. Wird eine Konstellation niedriger fossiler Energiepreise und geringer CO₂-Preise – wie sie die Energieprognose 2009 [EP 2010] beispielsweise unterstellte – vorgegeben, ist die zukünftige scheinbare Kostengünstigkeit der fossilen Energieversorgung praktisch „vorprogrammiert.“

Aus den Annahmen zur weiteren Entwicklung der spezifischen Investitionskosten und dem Szenario des weiteren Anlagenbaus in Deutschland ergeben sich die technologiespezifischen sowie die mittleren Stromgestehungskosten der erneuerbaren Stromerzeugung. Alle folgenden Kostenangaben stellen reale Kosten dar, bezogen auf das Jahr 2009. Die durchschnittlichen Kosten der jeweils installierten Neuanlagen in [Nitsch et al. 2011] lagen 2009 bei 13,5 ct/kWh_{el} (ohne Fotovoltaik bei 10 ct/kWh_{el}) und werden in den Jahren 2010 und 2011 aufgrund des enormen PV-Ausbaus noch etwas höher gelegen haben. Aufgrund weiterer Kostensenkungen entsprechend den Lernkurven sinken die Mittelwerte des Gesamtmixes bis 2020 in [Nitsch et al. 2011] auf 9,3 ct/kWh_{el} (ohne Fotovoltaik 8,1 ct/kWh_{el}), bis 2030 auf 7,8 ct/kWh_{el} (7,1 ct/kWh_{el}) und weiter bis 2050 auf 6,2 ct/kWh_{el} (5,8 ct/kWh_{el}). Für alle EE-Techniken zur Stromerzeugung stellen sich in diesem Kostenszenario längerfristig Gestehungskosten zwischen 5 und 9 ct/kWh_{el} ein. Weitere deutliche Kostendegressionen zeigt die Fotovoltaik, die in 2020 mittlere Stromkosten von 13 ct/kWh_{el} erreicht. Langfristig kann sie auch in Mitteleuropa auf Stromkosten etwa 9 ct/kWh_{el} gelangen. Die (Offshore-) Windenergie kann bei kontinuierlichem Ausbau und entsprechender Marktausweitung in 2020 Stromkosten um 8,5 ct/kWh_{el} erreichen. Längerfristig können die Stromkosten von Windenergie unter 6 ct/kWh_{el} gelangen. Bei der Stromerzeugung aus Geothermie, wie auch bei den Techniken der Nutzung von Biomasse und von Biogas, die Strom und Nutzwärme in KWK-Anlagen bereitstellen, werden die zukünftigen Stromgestehungskosten deutlich durch steigende Wärmegutschriften bestimmt. Eine Ausnahme vom sinkenden Trend stellt die Wasserkraft dar, bei der die Stromgestehungskosten neuer bzw. modernisierter Anlagen in Zukunft leicht steigen werden.

Aus den Annahmen zur Entwicklung der Gestehungskosten von Neuanlagen und dem Mengengerüst des EE-Ausbaus in der Stromerzeugung können die Kosten des Gesamtbestands an Alt- und Neuanlagen in einem bestimmten Jahr ermittelt werden (Abbildung 2-1 für das Basisszenario 2010 A aus [Nitsch et al. 2011]). Für die Mittelwerte des EE-Mixes sind diese Kosten der Kostenkurve der Neuanlagen gegenübergestellt. Der große Anteil älterer Wasserkraftanlagen mit günstigen Stromgestehungskosten um 3 ct/kWh_{el} führte noch um 2000 zu Kosten des EE-Gesamtbestands um 5 ct/kWh_{el}. Langfristig werden im Szenario Geste-

¹ Ein CO₂-Preis von 30 €/t verteuert Erdgas um 1,69 €/GJ, Öl um 2,23 €/GJ, Steinkohle um 2,76 €/GJ und Braunkohle um 3,34 €/GJ.

Stromgestehungskosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Anlagenbestand von um die 6 ct/kWh_{el} erreicht.

Das zukünftige Stromkostenniveau fossiler Anlagen hängt entscheidend von den Annahmen zur zukünftigen Brennstoffpreisentwicklung und zur Wirksamkeit eines allgemeinen Emissionshandels ab. Ausgehend von im Jahr 2010 5 bis 7 ct/kWh_{el} sind in den Szenarien aus [Nitsch et al. 2011] für den Preispfad A deutliche und für den Preispfad B merkliche Anstiege der Stromgestehungskosten zukünftiger neuer Kraftwerke zu verzeichnen (s. Abbildung 2-2). Erdgas- und Steinkohlestrom wird im Preispfad A im Jahr 2030 zwischen 10 und 11 ct/kWh_{el} kosten, Strom aus Braunkohle 7,5 ct/kWh_{el}. Dies setzt einen konsequenten Emissionshandel mit deutlich steigenden CO₂-Preisen voraus (Pfad A: 52 €/t CO₂ in 2030). Im Preispfad B (36 €/t CO₂ in 2030) liegen die entsprechenden Werte im Jahr 2030 für Erdgaskraftwerke bei 8,2 ct/kWh_{el}, für Steinkohle- bei 7,8 ct/kWh_{el} und für Braunkohlekraftwerke bei 6 ct/kWh_{el}. Bis 2050 steigen die Stromgestehungskosten bei Erdgas im Preispfad A auf über 14 ct/kWh_{el} (Preispfad B: ~10 ct/kWh_{el}), bei Steinkohle auf 13 ct/kWh_{el} (Preispfad B: ~9 ct/kWh_{el}) und bei Braunkohle auf 9 ct/kWh_{el} (Preispfad B: 7 ct/kWh_{el}).

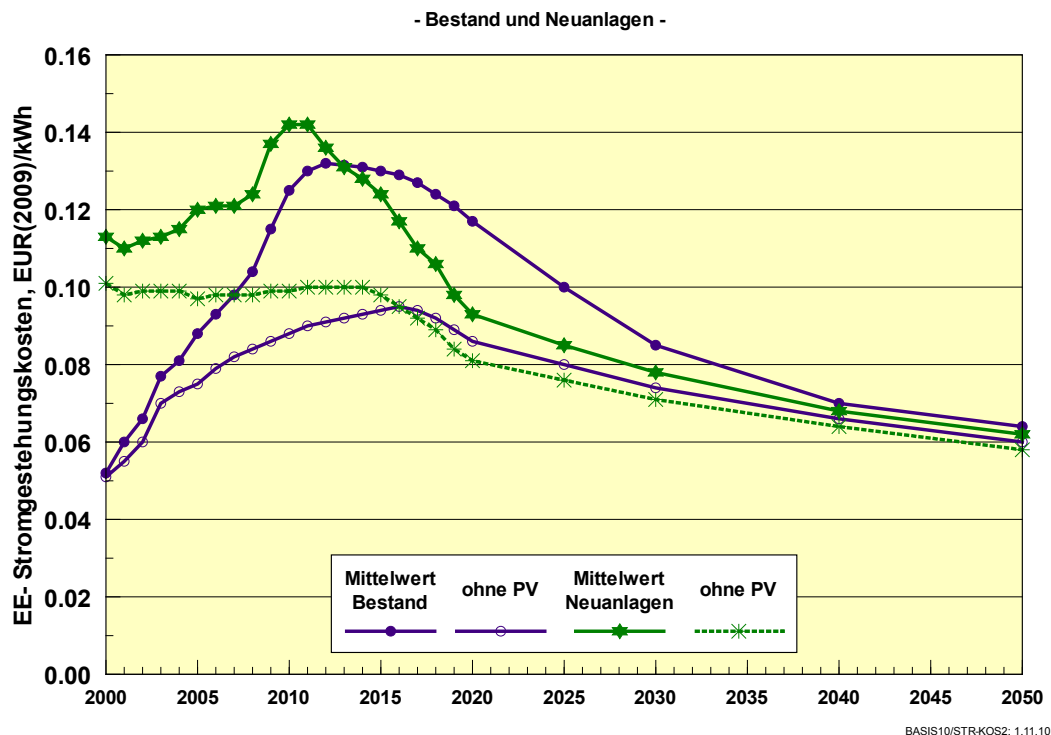


Abbildung 2-1: Stromgestehungskosten des Mixes von Neuanlagen und des jeweiligen Bestands (inklusive Altanlagen) an EE-Anlagen im Basisszenario 2010 A (gestrichelte Kurven jeweils ohne Fotovoltaik) [Nitsch et al. 2011]

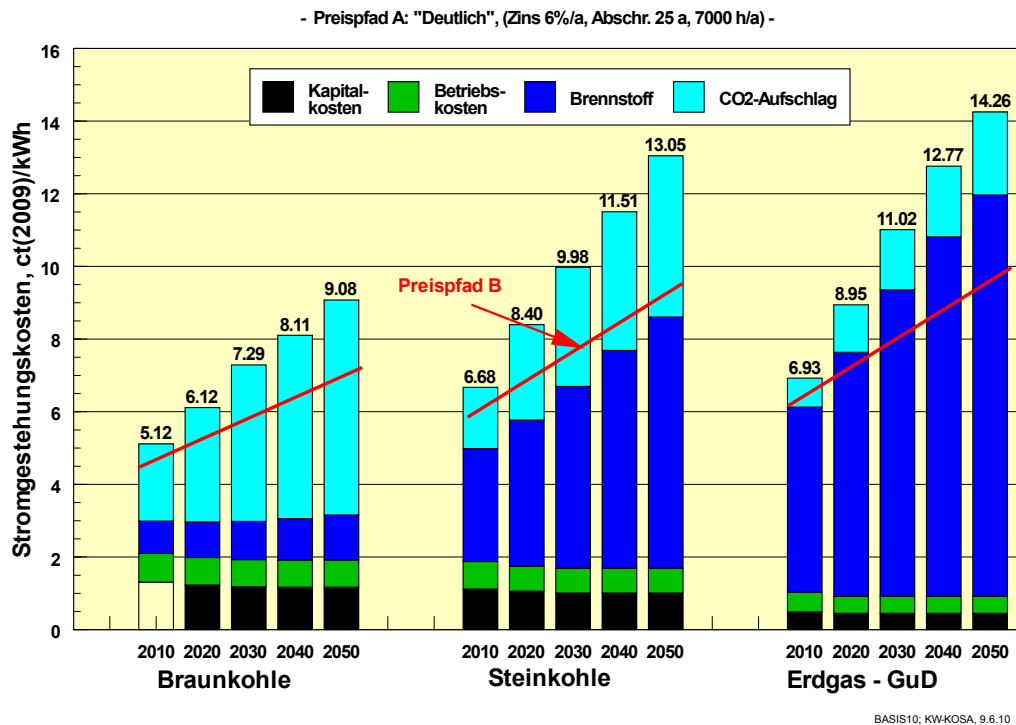


Abbildung 2-2: Stromgestehungskosten neuer fossiler Kraftwerke (7000 Volllaststunden) als Funktion der Brennstoffpreisentwicklung und der Entwicklung der CO₂-Kosten der Preispfade A „Deutlich“ und B „Mäßig“ [Nitsch et al. 2011]

Aus der dargestellten Entwicklung der Stromgestehungskosten aus der Nutzung fossiler und erneuerbarer Energien und des zukünftigen Energiemixes entsprechend dem Mengengerüst des Basisszenarios A aus [Nitsch et al. 2011] wurden Veränderungen der Strompreise in der Zukunft abgeschätzt. Hierbei sind Annahmen zur Entwicklungen der Steuern und Abgaben sowie der Netzentgelte angenommen worden. Dies stellt insbesondere für die Simulationen zur Flottenentwicklung (Abschnitt 4.4) sowie zur Integration in die Hausenergieversorgung (Abschnitt 6.1) eine relevante Eingangsgröße dar.

2.4 Strombereitstellung in Deutschland

Den energie- und umweltpolitischen Zielen entsprechend wird in dieser Studie angenommen, dass der Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland und Europa langfristig politisch unterstützt wird. Bis 2030 wird der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung sowohl in Deutschland als auch in Europa bei mindestens 50 % liegen und bis 2050 auf 80 bis 85 % steigen. Der zusätzliche Strombedarf durch Elektromobilität wird ab 2030 weitgehend aus erneuerbaren Energien bereitgestellt. Die Potenziale erneuerbarer Energieressourcen in Europa reichen grundsätzlich aus, um den Bedarf zu decken. Falls sich Wasserstoff als Energieträger im Verkehr ergänzend zur Elektromobilität durchsetzen sollte, so kann auch Wasserstoff aus Elektrolyse mit Strom aus erneuerbaren Energien in ausreichender Menge erzeugt werden.

Wie in Abschnitt 2.3 dargestellt, wird erwartet, dass einerseits durch steigende Preise der fossilen Energieträger und steigende Kosten von CO₂-Emissionen und andererseits durch sinkende Investitionskosten für Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien (Lernkurven- und Skaleneffekte) die meisten Technologien zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Zeitraum zwischen 2020 und 2030 die Wettbewerbsfähigkeit im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken erreichen. Durch den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien wird

gleichzeitig der Anteil fluktuierender Erzeuger wachsen. Es wird davon ausgegangen, dass PV-Strom in Deutschland um das Jahr 2015 Netzparität erreicht, in südeuropäischen Ländern auch früher. Dies bedeutet, dass – bei heutigen Tarifstrukturen – für Haushaltskunden die PV-Eigenstromerzeugung günstiger als der Strombezug aus dem Netz sein wird. Dadurch kann es auch wirtschaftlich interessant werden, Elektrofahrzeuge als Teil eines dezentral ausgerichteten ‚smarten‘ Hausenergiesystems zu betreiben. Die Auswirkungen eines solchen Entwicklungspfades sind sowohl im Hinblick auf die Netzanforderungen im Niederspannungsbereich als auch im Hinblick auf geänderte Tarifstrukturen zu untersuchen.

Es wird erwartet, dass ab 2030 Strom aus solarthermischen Kraftwerken aus Nordafrika über Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung in energiewirtschaftlich relevanter Größenordnung in Europa importiert werden kann. Dadurch können die sehr großen Solarstrompotenziale in Nordafrika auch als Energieträger für den Verkehr genutzt werden. Die Übertragungskapazitäten werden kontinuierlich weiter ausgebaut. Da solarthermische Kraftwerke wegen der Möglichkeit zur thermischen Energiespeicherung Regelenergie bereit stellen können, können sie die fluktuierende Einspeisung aus Wind und PV ausgleichen und Systemdienstleistungsaufgaben zur Netzstabilisierung übernehmen. Damit stehen sie möglicherweise in Konkurrenz zu der Möglichkeit, mit Vehicle-to-Grid-Konzepten neue Geschäftsmodelle für Betreiber von Elektrofahrzeugen (Fahrzeugflotten) auf dem Regelenergiemarkt entwickeln zu können. Sowohl die netztechnischen Auswirkungen als auch die möglichen Auswirkungen auf Tarifstrukturen sind hier noch nicht untersucht worden.

Um den Solarstromimport aus Nordafrika in einer energiewirtschaftlich relevanten Größenordnung zu realisieren, sind langfristig stabile Rahmenbedingungen und erhebliche Investitionen in den Aufbau der Netzinfrastruktur und der Kraftwerkskapazität erforderlich. Wegen der Vielzahl der notwendigerweise zu beteiligenden Akteure in einem politisch und kulturell nicht ganz einfachen Umfeld ist es nicht auszuschließen, dass sich der Aufbau der Infrastruktur verzögert und in dem hier betrachteten Zeitraum nicht bzw. nicht in vollem Umfang zur Verfügung steht. In diesem Fall muss der gesamte durch die Markteinführung der Elektromobilität verursachte zusätzliche Strombedarf durch erneuerbare Energieressourcen in Europa gedeckt werden. Ausreichende Potenziale stehen grundsätzlich zur Verfügung, es kommt dann aber zu einem deutlich höheren Anteil der fluktuierenden Erzeugung und damit zu höheren Anforderungen an die Bereitstellung von Regelenergie und Systemdienstleistungen. Für die Elektromobilität können sich dadurch andere Perspektiven ergeben.

Es ist davon auszugehen, dass Elektrofahrzeuge und andere steuerbare Verbraucher einen Beitrag zum Lastmanagement leisten können und damit die Integration fluktuierender erneuerbarer Energien in das Versorgungssystem unterstützen. Es wird auch angenommen, dass die derzeit geplanten Pumpspeicherwerke realisiert werden, so dass in den Jahren 2030 und 2050 eine Speicherleistung von etwa 8 GW zur Verfügung stehen wird. Ebenfalls wird eine Flexibilisierung der installierten KWK-Anlagen durch Erzeugungsmanagement und Wärmespeicher vorausgesetzt. Ab ca. 2020 können außer Pumpspeichern auch andere stationäre Stromspeicher großtechnisch zur Verfügung stehen (z. B. Druckluftspeicher, Elektrolyseure zur Wasserstoffherzeugung). Treiber für die Speicherentwicklung ist der kontinuierlich steigende fluktuierende Anteil im Versorgungssystem. Es ist davon auszugehen, dass die Verfügbarkeit stationärer Speicher die Ladesteuerung von Elektrofahrzeugen beeinflusst.

2.5 Individuelle Mobilität

Im Bereich der Mobilität sind die Entwicklungen in drei Bereichen zu definieren:

Zeitliche Verfügbarkeit von Fahrzeugtechnologien

Für die Untersuchung wird angenommen, dass neue Fahrzeugtechnologien (z. B. zur Optimierung von konventionellen Verbrennungsmotoren, Hybridkonzepte, Batterie- und Brennstoffzellenfahrzeuge) schrittweise im Markt eingeführt werden und somit potenziellen Kunden zum Kauf bereit stehen. Allerdings werden für Erdgas-(CNG)-, Batterie- und Brennstoffzellenfahrzeuge zunächst noch Einschränkungen hinsichtlich der Kundenakzeptanz angenommen. Diese sind beispielsweise auf eine unzureichende Betankungs- bzw. Ladeinfrastruktur, lange Ladezeiten oder eingeschränkte Reichweiten zurückzuführen. Mit einem schrittweisen Ausbau der entsprechenden Infrastruktur sowie einer Verbesserung der Fahrzeugeigenschaften stehen die Technologien schließlich einer größeren Zahl an Kundentypen zum Kauf zur Verfügung. Wichtig ist, dass hiermit lediglich das maximale Marktpotenzial der einzelnen Technologieoptionen festgelegt wird, der resultierende Marktanteil kann deutlich niedriger sein und wird modellintern errechnet.

Ausbau der Ladeinfrastruktur und von Wasserstoff-Tankstellen

Es wird in allen Szenarien davon ausgegangen, dass eine ausreichende Ladeinfrastruktur realisiert wird und jeweils vorhanden ist, so dass die Marktentwicklung der Elektromobilität nicht behindert wird. Es wird angenommen, dass die Ladeinfrastruktur primär auf Hausanschlüssen und öffentlichen Standard-Anschlüssen basiert, mittelfristig überwiegend mit Ladesteuerung versehen. Ebenso werden Installationen von öffentlichen Ladesäulen vorausgesetzt, die ggf. auch höhere Ladeleistungen ermöglichen. Komplementär dazu können sich aus einzelnen Geschäftsmodellen heraus auch Schnellladestationen an Tankstellen oder Batteriewechselstationen entwickeln. Ebenfalls wird angenommen, dass eine Wasserstoff-Betankungs-Infrastruktur schrittweise eingeführt wird. Diese steht zu Beginn der Entwicklung nur in kleinen Teilen, begrenzt auf einzelne Ballungsräume und mit langen Betankungszeiten, zur Verfügung. Aufgrund dieser Komforteinschränkungen werden auf dem Markt angebotene Brennstoffzellenfahrzeuge zunächst nur von einer kleinen Gruppe an innovationsfreudigen Kunden (*Innovators*) für einen Kauf in Betracht gezogen. Ab ca. 2020 ist die Infrastrukturdichte ausreichend, um weiteren Kundengruppen zu genügen, so dass diese modellintern bei der Wahl von Brennstoffzellenfahrzeugen berücksichtigt werden. Ab ca. 2030 ist schließlich eine flächendeckende Wasserstoff-Infrastruktur sichergestellt, das maximale theoretische Marktpotenzial der Technologie ist nicht mehr begrenzt.

Gesellschaftliche Akzeptanz / Aufgeschlossenheit gegenüber neuen Fahrzeugkonzepten

Neue Technologiekonzepte sind unter Umständen zu Beginn ihrer Entwicklung mit Komforteinschränkungen (z. B. Reichweitenbegrenzung) verbunden. Es ist zum heutigen Zeitpunkt nicht möglich, sichere Aussagen hinsichtlich des Kundenverhaltens in Anbetracht solcher Komforteinschränkungen zu treffen. Mit Hilfe von Szenarien kann die gesellschaftliche Akzeptanz bzw. die Aufgeschlossenheit von potenziellen Kunden gegenüber neuen Fahrzeugkonzepten variiert werden. So könnte in einem progressiven Szenario eine zunehmende Vernetzung der Mobilitätsakteure und -systeme angenommen werden. Dies kann in der Praxis beispielsweise durch eine vermehrte Nutzung von Car-Sharing-Angeboten und die Fokussierung auf „Mobilitätskauf“ statt „Fahrzeugkauf“ bzw. allgemein eine „Umgewöhnung“ vom Allzweckfahrzeug zur Nutzung spezialisierter Fahrzeuge (Batteriefahrzeug für Stadtfahr-

ten, Verbrennungsmotor-/ Brennstoffzellenfahrzeug für Überlandfahrten) erreicht werden. Auf diese Weise wäre es möglich, von Kundenseite aus auf hohe elektrische Reichweiten bei Batteriefahrzeugen zu verzichten, wodurch Batteriefahrzeuge kostengünstiger und leichter dimensioniert werden könnten. Umgekehrt wäre ein weniger progressives Szenario denkbar, ohne eine Verhaltensänderung von Seiten der Kunden, und damit mit einer ungebrochenen Nachfrage nach Allzweckfahrzeugen mit großen Reichweiten.

2.6 Batterien für Fahrzeuge

Bezüglich der Batterien als Schlüsseltechnologie für die Elektromobilität, konzentrieren sich – aufgrund des erwarteten großen Entwicklungspotenzials – die Anstrengungen im Wesentlichen auf Lithium-Ionen-Batterien. Daher werden andere, derzeit auch für Batteriefahrzeuge genutzte Technologien wie Nickelmetallhydrid (NiMH) oder Natrium-Nickelchlorid (auch als ZEBRA-Batterie bezeichnet) in den Szenarien außen vor gelassen.

Für die Ableitung von Entwicklungspfaden der Batterietechnologien werden zwei grundlegende Entwicklungsszenarien skizziert. In einem konservativen Szenario wird davon ausgegangen, dass sich die Technologie bis 2050 nur moderat verbessert und im Wesentlichen die heute schon zur Verfügung stehenden Materialien zum Einsatz kommen. Verbesserungen wird es dann vor allen Dingen bei den Kosten und bei der Lebensdauer geben. Bei den Kosten wird von einer ähnlichen Preisentwicklung wie bei den Konsumerzellen in den letzten Jahren ausgegangen. Die Verbesserungen bei der Energiedichte bzw. der Sicherheit der eingesetzten Materialien werden moderat angesetzt.

In einem zweiten Szenario werden die wesentlichen Potenziale bei der Entwicklung der Lithiumbatterien im Laufe der nächsten 15 Jahre ausgeschöpft und im Hinblick auf Sicherheit und Energiedichte gibt es signifikante Verbesserungen gegenüber den heute verfügbaren Materialien. Gleichzeitig steigt die Lebensdauer der Materialien deutlich, während die einsetzende Massenproduktion schnell eine signifikante Reduktion der Kosten im Bereich der Konsumerzellen ermöglicht. Wesentlich bei diesem Szenario ist aber die Annahme eines Technologiesprungs hin zu Lithium-Schwefel-Batterien mit deutlich höheren Energiedichten, als es mit den heute vorhandenen Materialien erreichbar ist. Dieses progressive Batterie-Szenario wird – umgesetzt in technisch-ökonomische Kennwerte – in den Fahrzeugkonzepten berücksichtigt, die zu einer erfolgreichen elektromobilen Markt- und Flottenentwicklung führen (s. Abschnitt 4.4).

2.7 Stromnetze

Für die Untersuchung der netztechnischen Implikationen werden zwei unterschiedliche Entwicklungen skizziert, die im Wesentlichen die Übertragungstechniken auf der Hoch-/Höchstspannungsebene betreffen. Hier wird von einem unveränderten Netzbetrieb ausgegangen. Die Betriebsmittel auf der Verteilungsebene bleiben aufgrund der langen Betriebsdauern (30 bis 40 Jahre) technisch relativ unverändert, es wird jedoch eine variable Fortschreibung der Durchdringung dezentraler Technologien angenommen. Hier wird von einer Veränderung in der Anlagenbetriebsführung ausgegangen, die durch politische Fördermaßnahmen getrieben ist. Diese zwei unterschiedlichen Pfade der Netzentwicklung lassen sich den zwei unterschiedlichen Erzeugungsszenarien T und L in Kapitel 5 grundsätzlich zuordnen und wurden bei den in Kapitel 6 dargestellten Arbeiten berücksichtigt.

Hoch-/Höchstspannungsebene:

Die Szenarien der Hochspannungsebene sind charakterisiert durch den Einsatz unterschiedlicher Übertragungstechnologien sowie durch unterschiedliche Netznutzungsszenarien, welche eine Gegenüberstellung verschiedener Ladestrategien und Entwicklungen der Elektromobilität adressieren. Zunächst bleibt die grundlegende Struktur der Übertragungsnetze erhalten, die Aufgaben der Netzführung werden auch weiterhin im Wesentlichen auf der Hoch- und Höchstspannungsebene wahrgenommen. Kennzeichnend sind hierbei unterschiedliche Nutzungsszenarien Erneuerbarer Energien sowie eine Variation der jeweiligen Anteile von Elektrofahrzeugen und potenziellen Steuerungsstrategien für die Jahre 2030 und 2050. Im Weiteren wird von einem transeuropäischen Verbund zur Nutzung erneuerbarer Energien aus Nordafrika ausgegangen, die mithilfe von Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) als etablierte Übertragungstechnologie ab dem Netznutzungsszenario im Szenariojahr 2050 verwendet wird. Nachstehend erfolgt eine zusammenfassende Darstellung der Szenarien in tabellarischer Form.

Tabelle 2-3: Betrachtete Entwicklungspfade/Netznutzungsszenarien Übertragungsebene

Netznutzungsszenarien	Varianten 2030	Varianten 2050
Nutzung lokaler EE (entspr. Szenario L aus Kapitel 5)	Basisszenario	keine EFZ Basisszenario
	Ladestrategien	Ladestrategien
Transeuropäischer Verbund (entspr. Szenario T aus Kapitel 5)	-	Basisszenario

Das Basisszenario ist gekennzeichnet durch einen variablen Anteil gesteuerter und ungesteuerter Elektrofahrzeuge, wohingegen das Szenario „Ladestrategien“ durch die Variation der Steuerungsstrategien für alle betrachteten Elektromobile zu unterscheiden ist. Weitere Details zur Ausgestaltung der Szenarien sind in Kapitel 6.4 zu finden.

Verteilungsebene:

Die Entwicklungspfade auf der Verteilungsnetzebene adressieren primär eine Fortschreibung dezentraler Technologien (s. Kapitel 6.3) sowie politisch forcierte Subventionsstrategien, wodurch Anlagenbetreiber über Anreizmechanismen zu einem netzkonformen Betrieb angezogen werden. Verteilte Photovoltaik in Kombination mit einer Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung sowie mobilen Speichern verwandeln Teile von Gebieten in Selbstversorger und setzen eine entsprechende kommunikationstechnische Vernetzung einzelner Komponenten voraus. Ferner wird ein konventioneller Netzbetrieb – ohne entsprechende informationstechnische Vernetzung und Anreizmechanismen – als Basis vorausgesetzt. Ermittelte Durchdringungsszenarien dezentraler Wandlungseinheiten sind in Kapitel 6 dargestellt.

Nachstehend erfolgt eine zusammenfassende Darstellung der betrachteten Szenarien für die Verteilungsebene. Die Szenarien der Hochspannungs- und Verteilungsebene sind als singuläre Betrachtungen zu sehen und werden daher unabhängig voneinander ausgeführt und dargestellt.

Tabelle 2-4: Betrachtete Entwicklungspfade/Netznutzungsszenarien Verteilungsebene

Verteilnetzscenario	
Business as usual	Konventioneller Netzbetrieb
Smart grid	Anpassung des Anlagenbetriebes

3 Technisch-ökonomische Entwicklungspfade

Für die Untersuchung der langfristigen Perspektiven der Elektrofahrzeuge in einem zukünftigen Versorgungssystem anhand von Szenarienanalysen müssen die relevanten Technologien ausgehend vom heutigen Entwicklungsstand und dem in der Zukunft erwarteten technischen Fortschritt beschrieben und relevante technische und ökonomische Kenngrößen charakterisiert werden. Um den Analysen aus dem heutigen Blickwinkel heraus möglichst plausibel erscheinende Entwicklungen zugrunde zu legen, werden zwar optimistische aber eher konservative Annahmen getroffen. Es wird dabei von einer grundsätzlich positiven Entwicklung der Technologien in allen Bereichen ausgegangen, rein spekulative Optionen, die zwar Technologiesprünge versprechen, aber ihre Eignung und Leistungsfähigkeit noch nicht unter Beweis gestellt haben, bleiben in der Regel unberücksichtigt. Nur im Falle der Batterien wird in einem progressiven Szenario – wie in Abschnitt 2.6 beschrieben – ein Technologiesprung zu zukünftigen Batteriekonzepten angenommen.

Die in Kapitel 2 charakterisierten grundsätzlichen Szenarienvarianten und Story-Lines sollen durch mögliche unterschiedliche Entwicklungspfade einzelner Technologien nicht weiter differenziert werden, so dass im Projekt die Festlegung zumeist auf eine Kosten- und Technologieentwicklung stattfindet. Die für die Realisierung der Elektromobilität, der Netzintegration und der erneuerbaren Stromerzeugung relevanten Technologien werden im Folgenden zusammenfassend charakterisiert. Die Daten wurden dem Projektbeirat zur Diskussion gestellt und somit teilweise mit den von der Industrie gesehenen Potenzialen wie auch Grenzen abgeglichen. Diese Festlegung der Entwicklung von technischen und ökonomischen Größen ist analog zu den Story-Lines der Szenarien in keiner Weise als Zukunftsprognose zu verstehen.

3.1 Batterien für Elektrofahrzeuge (FhG ISE)

Heutige Lithiumbatterien haben hohe Spannungen, hohe volumetrische und gravimetrische Energiedichten, gute Zyklenlebensdauern, eine gute Lagerungsfähigkeit, hohe Lade- und Entladeströme und eine geringe Selbstentladung. Die heutzutage verfügbaren Lithium-Ionen-Batterien bestehen üblicherweise aus einer Kohlenstoffanode und einer Kathode aus Lithium-Metalloxid (LiMO_2), wobei das M für ein Übergangsmetall steht [Goodenough 2007]. Der Elektrolyt besteht aus organischen Lösungsmitteln mit einem zugesetzten Leitsalz. Abhängig vom Elektrodenmaterial unterscheiden sich Lithium-Ionen-Batterien signifikant voneinander, was die Spannungslagen, Energie- und Leistungsdichten sowie das Alterungsverhalten angeht.

Das erreichbare Entwicklungspotenzial bei konventioneller Lithium-Ionen-Technologie ist bei der Realisierung der heutigen Konzepte bei ca. 250 Wh/kg ausgeschöpft [Wohlfahrt-Mehrens 2010, Horiba 2010]. Hier sind verschiedene Entwicklungen, die über die heute erreichbaren Energiedichten bei großformatigen Zellen von 130 bis 160 Wh/kg hinausgehen, möglich.

Das heutzutage meistgenutzte Kathodenmaterial für Lithium-Ionen-Batterien ist Lithium-Kobaltoxid (LiCoO_2). Das Material hat eine hohe Kapazität mit 150 mAhg^{-1} [Wohlfahrt-Mehrens 2008] und eine gute Zyklenfähigkeit [Goodenough 2007, Nishi 2001]. Aufgrund der hohen Kosten des Kobalts und Probleme bei der Sicherheit ist dies aber kein Material für die Elektromobilität.

Es sind andere Materialien verfügbar, welche weitaus vielversprechender für den Einsatz in elektrischen Fahrzeugen sind. Nickel kann anstatt Kobalt eingesetzt werden, wobei immer

noch ein geringer Anteil Kobalt in der Elektrode verbleiben muss, um sie zu stabilisieren [Vetter 2005]. Eine vorteilhafte Mischung aus verschiedenen Materialien bezüglich der Sicherheit sind die sogenannten NMC-Materialien aus Nickel, Mangan und Kobalt. Prinzipiell problematisch sind bei allen diesen Materialien mögliche Reaktionen bei hohen Temperaturen, was im Falle einer Überbeanspruchung ein Sicherheitsrisiko darstellt.

Ein Material, das dieses Sicherheitsrisiko nicht besitzt und zudem aus relativ kostengünstigen Rohmaterialien besteht, ist Lithium-Manganoxid (LiMn_2O_4). Das Material verfügt zwar über eine hohe Leistungsfähigkeit, die geringe Zyklenlebensdauer [Nishi 2001] schränkt die Einsetzbarkeit jedoch ein. Ein neues und sehr vielversprechendes Material ist Lithium-Eisenphosphat (LiFePO_4). Es ist vergleichsweise sicher und umweltverträglich [Goodenough 2007]. Obwohl die Energiedichte nur um die 160 mAhg^{-1} [Goodenough 2007] liegt, könnte dies bereits für den Einsatz als Fahrzeugbatterie ausreichend sein, da hohe Lebensdauern erzielt werden können und die Ausgangsmaterialien kostengünstig sind.

Das mit Abstand am weitesten verbreitete Anodenmaterial heute ist Kohlenstoff, zumeist Graphit. Die maximale Kapazität des Materials liegt bei 372 mAhg^{-1} , also deutlich höher als das, was auf der Kathodenseite möglich ist. Bezüglich Leistung und Lebensdauer ist Lithium-Titanat eine hervorragende Alternative als Anodenmaterial. Es hat eine vergleichsweise hohe Spannung gegenüber Li/Li^+ , was zu geringen Zellspannungen und damit auch reduzierten Kapazitäten führt [Wohlfahrt-Mehrens 2008]. Für reine Elektroautos wird diese Technologie aber keine Rolle spielen, da die Energiedichte mit 70 bis 90 mAhg^{-1} sehr niedrig liegt.

Auf der Anodenseite kann zudem Silizium eine entscheidende Rolle spielen. So wurden in [Baranchugov 2007] Kapazitäten von 3000 mAhg^{-1} erreicht, was eine Größenordnung über dem heute verwendeten Kohlenstoff liegt. Gleichzeitig ist das Material – im Gegensatz zu metallischem Lithium – vergleichsweise sicher. Auf der Kathodenseite geht die Entwicklung vor allem hin zu Phosphaten, welche höhere Potenziale bieten als konventionelle Technologien und gleichzeitig eine höhere Sicherheit bieten [Howard & Spotnitz 2007].

Möchte man deutlich über eine Energiedichte von 250 Wh/kg hinauskommen, so ist ein Technologiesprung notwendig, hin zu Lithium-Luft oder Lithium-Schwefel mit theoretischen Energiedichten von 11.000 Wh/kg [Sandhu 2007] bzw. 2500 Wh/kg [Scrosati 2010]. In einer realen Applikation wären deutlich niedrigere Energiedichten zu erwarten. Zudem werden voraussichtlich noch lange Zeiträume im Bereich von Jahrzehnten notwendig sein, bis diese Technologien zur Marktreife geführt sind.

Daher wird in einem der weiter unten skizzierten Szenarien angenommen, dass die Lithium-Schwefel-Batterie 2040 mit einer allerdings noch recht bescheidenen Energiedichte auf den Markt gebracht werden kann, welche eine ausreichende Lebensdauer und Sicherheit bietet.

Zu beachten ist, dass die Batteriezellen nicht allein Gewicht, Preis und Leistungsfähigkeit eines Batteriesystems für ein Auto bestimmen. Wichtige weitere Elemente sind:

- Batteriemanagementelektronik
- Kühlung inkl. Kühlmittel und Verschlauchung
- Strom- und Spannungsmessung
- Sicherungen, Schütze, Kabel und Stecker
- Gehäuse und zugehörige Teile

Diese Komponenten eines Batteriesystems beeinflussen den Aufschlag erheblich, den man bei Kosten, Gewicht und Platzbedarf im Fahrzeug berücksichtigen muss.

Es wurden zwei Entwicklungsszenarien skizziert. In einem konservativen Szenario wird davon ausgegangen, dass sich die Technologie bis 2050 nur moderat verbessert und im Wesentlichen die heute schon zur Verfügung stehenden Materialien zum Einsatz kommen. Verbesserungen werden vor allem bei den Kosten und bei der Lebensdauer erreicht.

In einem zweiten Szenario werden im Hinblick auf Sicherheit und Energiedichte signifikante Verbesserungen gegenüber den heute verfügbaren Materialien erzielt. Gleichzeitig steigt die Lebensdauer deutlich, während die einsetzende Massenproduktion schnell eine signifikante Reduktion der Kosten ermöglicht.

Tabelle 3-1: Technische Kenngrößen für Fahrzeugbatterien in dieser Studie

Moderates Szenario – Weiterentwicklung heutiger Technologien					
Jahr	2010	2020	2030	2040	2050
Energiedichte Zelle [Wh/kg]	120	180	230	240	250
Aufschlag Pack [%]	50	45	40	35	35
Energiedichte Pack [Wh/kg]	80	124	164	178	185
Optimistisches Szenario – Technologiesprung zu Lithium-Schwefel im Jahr 2040					
Jahr	2010	2020	2030	2040	2050
Energiedichte Zelle [Wh/kg]	120	180	230	350	400
Aufschlag Pack [%]	50	40	35	40	40
Energiedichte Pack [Wh/kg]	80	138	170	250	286

Die Preisentwicklung bei Batteriepacks wurde auf Basis verschiedener Studien zu Batteriezellen und einer detaillierten Analyse der Komponenten eines Batteriepacks mittels Lernkurven abgeschätzt. Ergebnis ist eine Kurve, die den Preis für ein Batteriepack in Abhängigkeit von der Stückzahl beschreibt. Hierfür wurden ein optimistisches und ein eher pessimistisches Szenario entwickelt. Das optimistische Szenario ist in Abbildung 3-1 dargestellt. Es wird davon ausgegangen, dass Kosten im Bereich von 200 €/kWh möglich sind.

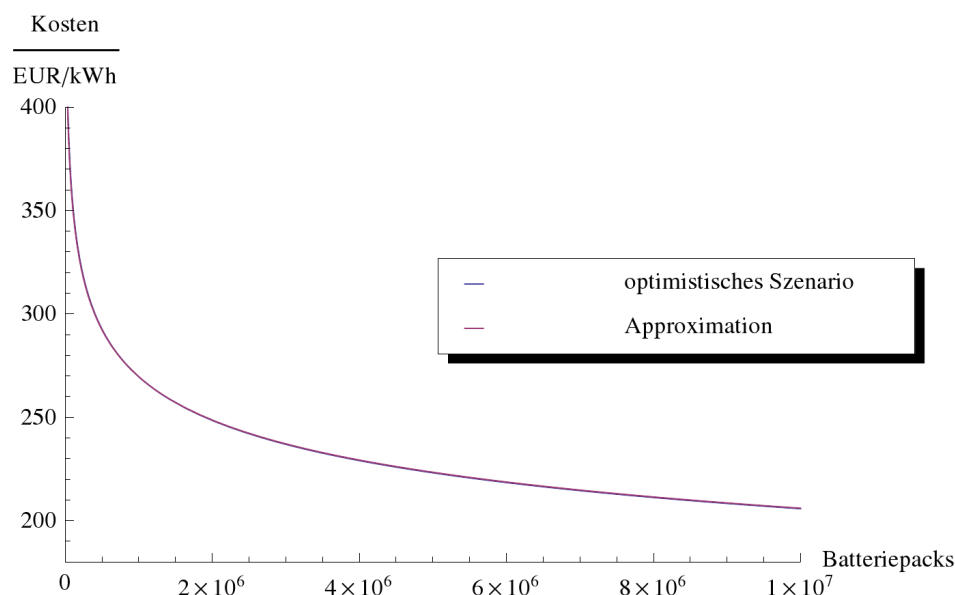


Abbildung 3-1: Gesamtkosten von Batteriepacks im optimistischen Szenario

3.2 Weitere Fahrzeugtechnologien (DLR FK)

3.2.1 Elektrischer Antrieb

Zum elektrischen Antrieb gehört in erster Linie ein Elektromotor mit angeschlossenem Controller. Bereits in früheren Untersuchungen wurden die Produktionskosten von Elektromotoren für Elektrofahrzeuge bei hohen Produktionsvolumina modelliert. Es wurden Produktionskosten in Höhe von ca. 8 \$/kW für Wechselspannungs-(AC)-Motoren sowie 10-12 \$/kW für Gleichspannungs-(DC)-Motoren abgeschätzt [Cuenca et al. 1999]. Zusätzlich zum Elektromotor wird im Fahrzeug ein Controller benötigt, um die aus der Batterie zur Verfügung gestellte Spannung zu regulieren und den Stromfluss an die jeweilige Lastanforderungen durch den Fahrer anzupassen. Hierfür wurden Produktionskosten in Höhe von ca. 15 \$/kW (DC-Controller) bzw. 19 \$/kW (AC-Controller) abgeschätzt [Cuenca et al. 1999]. Damit ergeben sich für einen AC-Motor inklusive Controller Kosten in Höhe von 27 \$/kW. An anderer Stelle werden die bereits erreichten Kosten (Status 2003) für einen Elektromotor mit 15 \$/kW sowie für den zugehörigen Controller mit 6 \$/kW angegeben. Die Kostenziele liegen demzufolge bei <7 \$/kW (Motor) bzw. <5 \$/kW (Controller) [Epa/Nhtsa 2009; Kromer 2008; NRC 2005]. In einer neueren Untersuchung werden die Kosten für einen Elektromotor mit 13 \$/kW (2010), 8 \$/kW (2015) und 7 \$/kW (2030) angegeben, die Kosten für einen Controller mit 12 \$/kW (2010), 6 \$/kW (2015) und 5 \$/kW (2030) [Delorme 2009].

Eine Analyse der Rohstoffsituation und insbesondere der Verfügbarkeit seltener Erden weist darauf hin, dass es in Zukunft bei einer hohen Nachfrage nach Komponenten für Elektrofahrzeuge zu Engpässen benötigter Spezialrohstoffe (z. B. Neodym) kommen könnte. Dies könnte sich schließlich auch negativ auf die weitere Kostenentwicklung von Elektromotoren für Elektrofahrzeuge auswirken.

Im Folgenden werden für die Gesamtkosten Elektromotor und Controller Startkosten in Höhe von 25 €/kW angenommen, um den eher vorsichtigen Schätzungen von [Delorme 2009] und [Cuenca et al. 1999] Rechnung zu tragen. Für die weitere Kostenentwicklung wird eine Lernrate von 85 % angenommen. Damit werden die Zielkosten des NRC bei einer kumulierten Stückzahl von ca. 1 Mio. Elektrofahrzeugen erreicht.

Elektrische Antriebe und Umrichter (Controller), die heute in Hybrid- und Elektrofahrzeugen eingesetzt werden, erzielen über weite Betriebsbereiche Wirkungsgrade von über 85 % bis 95 % [UQM 2010]. Daher sind hier nur noch geringfügige Verbesserungen zu erwarten. Auch bei der Masse des elektrischen Antriebs, die über die Fahrwiderstände wesentlichen Einfluss auf den Energiebedarf des Fahrzeugs hat, sind nur geringe Verbesserungen möglich. Die Masse der elektrischen Maschine wird im Wesentlichen durch die feld- und stromführenden Materialien bestimmt. Neben Eisen und Kupfer kommen hier keine anderen Materialien in Betracht, die nicht deutlich höhere Kosten verursachen. Aus diesen Gründen werden in den nachfolgenden Szenarien Wirkungsgrad und Leistungsdichte konstant gehalten.

Tabelle 3-2: Technische und ökonomische Kenngrößen für elektrische Antriebe in dieser Studie

	2010	2050
Wirkungsgradbestpunkt [%]	95	
Leistungsdichte [kW/kg]	1,1	
Startkosten für Motor und Umrichter [€/kWh]	25	
Lernrate für Motor und Umrichter [%]	85	

3.2.2 Range Extender

Auch bei positiver Entwicklung der Batterietechnologie wird die Reichweite von batterieelektrischen Fahrzeugen nicht an die von heutigen Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor heranreichen. Aus diesem Grund werden sogenannte Range-Extender entwickelt, die bei entladener Batterie die Energieversorgung im Fahrzeug sicherstellen und somit größere Reichweiten ermöglichen.

Der elektrische Antriebsstrang von Fahrzeugen mit Range-Extender ist wie bei batterieelektrischen Fahrzeugen ausgelegt. Im Vergleich zum Primärenergiewandler und der Batterie des seriellen Hybrids, ist die Leistung des Range-Extenders wesentlich kleiner und die Kapazität der Batterie wesentlich größer dimensioniert. Das heißt, die maximalen Fahrleistungen (Höchstgeschwindigkeit und Beschleunigung) werden alleine aus der Batterie erreicht. Bei entladener Batterie und eingeschaltetem Range-Extender wird somit nicht mehr die volle Leistungsfähigkeit bzw. Höchstgeschwindigkeit des Fahrzeugs erzielt.

Durch die serielle Anordnung des Range-Extenders bzw. die Entkopplung vom mechanischen Antriebsstrang, kann dieser in Effizienz-günstigen Drehmoment-Drehzahl-Bereichen betrieben werden. Aufgrund der sehr weit vorangeschrittenen Entwicklung und hohen Stückzahlen von Hubkolbenmotoren, eignen sich diese in Kombination mit einem elektrischen Generator besonders als Range-Extender. Neben Hubkolbenmotoren eignen sich auch Kreis-kolbenmotoren (s. Wankelmotor) wegen Ihrer kompakten Bauform für den Einsatz in Range-Extender Fahrzeugen [Fraidl et al. 2010].

Durch die mechanische Entkopplung kommen auch Energiewandlertechnologien in Betracht, die für einen direkten Antrieb des Fahrzeugs nicht geeignet sind. Dazu gehört beispielsweise der sich noch in der Prototypenphase befindliche Freikolbenlineargenerator (FKLG). Bei diesem Konzept wird über eine Freikolbenmaschine mit Gasfeder und integriertem Lineargenerator chemische Energie in elektrische Energie gewandelt [Achten 2000; Max 2005; Pohl 2005]. Variable Verdichtung und variabler Hubraum des FKLG ermöglichen im Vergleich zu konventionellen Hubkolbenmotoren einen höheren Teillastwirkungsgrad und bessere Multi-Fuel-Tauglichkeit. Neben den zuvor genannten Motoren kommen auch Aggregate mit kontinuierlicher Verbrennung in Betracht. Dazu gehören beispielsweise die Gasturbine und der Stirlingmotor. Bei beiden Technologien handelt es sich im Gegensatz zu Kolbenmotoren um eine kontinuierliche Verbrennung. In der Vergangenheit gab es schon Projekte, die sich mit der Fahrzeuganwendung und Integration solcher Energiewandler beschäftigt haben. Besonders vorteilhaft sind hier die systemimmanente Multi-Fuel-Tauglichkeit und die geringen Emissionen. Jedoch erreichen Gasturbinen in der Leistungsklasse für Fahrzeuge nur vergleichsweise geringe Wirkungsgrade (s. z. B. [Capstone 2010]). Bei Stirlingmotoren wurden in der Vergangenheit mit Hubkolbenmotoren vergleichbare Wirkungsgrade erreicht [Ernst 1997]. Allerdings führten das schlechte spezifische Leistungsgewicht und die hohen Kosten nicht zur Markteinführung.

Neben den Verbrennungskraftmaschinen eignen sich auch Brennstoffzellen-Systeme als Range-Extender. Brennstoffzellen-Systeme wandeln die chemische Energie des Wasserstoffs direkt in elektrische Energie und produzieren dabei keine Emissionen. Auch der Wirkungsgrad ist im Vergleich zu Verbrennungskraftmaschinen wesentlich höher. Bisher wurden Brennstoffzellen-Systeme bis hin zu Kleinserien in Fahrzeuge integriert. Mangelnde Wasserstoff-Infrastruktur und hohe Systemkosten haben die Serieneinführung bis heute verhindert. Können die Systemkosten nicht erheblich gesenkt werden, ist der Einsatz als Range-Extender wegen der ohnehin hohen Batteriekosten nicht sinnvoll.

Um die Reichweite von batterie-elektrischen Fahrzeugen zu erhöhen, sind neben Range-Extender auch Batteriewechselkonzepte in der Diskussion. Dabei werden flächendeckend sogenannte Batteriewechselstationen eingerichtet, die innerhalb von wenigen Minuten die entladene Batterie gegen eine vollgeladene Batterie austauschen und somit auch das Zurücklegen von weiten Strecken ermöglichen. Nachteilig bei Batteriewechselkonzept sind die hohen Infrastrukturkosten und der hohe erforderliche Standardisierungsaufwand, damit die Batterien mit Fahrzeugen von verschiedenen Herstellern kompatibel sind.

In den folgenden Szenariobetrachtungen werden als Range-Extender konventionelle Ottomotoren eingesetzt, da hier eine hohe Effizienz im Vergleich zu den Systemkosten bzw. zum Aufwand erreicht wird. Der Wirkungsgrad wird bis 2050 um 20 % gesteigert und erreicht damit Werte heutiger Dieselmotoren. Ansatzpunkte sind hier Aufladung und Downsizing sowie neue Brennverfahren wie die homogene Kompressionszündung (HCCI).

Der Wirkungsgrad von Brennstoffzellensystemen liegt heute bei bis zu 58 % [NuCellSys 2009]. Im „Neuen Europäischen Fahrzyklus“ (NEFZ) wird mit heutigen Prototypen ein mittlerer Wirkungsgrad von 38 % erreicht. Das zukünftige Potenzial liegt bei 45 % [Wind 2007]. In dieser Studie wird davon ausgegangen, dass der Wirkungsgrad bis 2050 um 15 % gesteigert werden kann. Ansatzpunkte sind hier beispielsweise die Verbesserung der Zelleigenschaften und die Verringerung der Leistung der Nebenaggregate. Für einen 700 bar-Wasserstoffspeicher liegt die gravimetrische Energiedichte bei 3,6 gew-%. Perspektivisch werden für 700 bar-Speicher 4,6 gew-% für möglich gehalten [Wüchner 2007].

Tabelle 3-3: Technische Kenngrößen für Range Extender in dieser Studie

	2010	2050
Ottomotor		
Wirkungsgradbestpunkt (Otto) [%]	34	41
Leistungsdichte (Otto) [kW/kg]	1	1,2
Brennstoffzelle		
Wirkungsgradbestpunkt [%]	58	67
Leistungsdichte [kW/kg]	3	2,4
H₂-Tank		
Gravimetrische Energiedichte [%]	3,6	4,6

3.2.3 Sonstige Komponenten des elektrischen Fahrzeugkonzepts

Bei Hybridfahrzeugen sind neben den Kosten für Elektromotor und Controller zusätzliche Maßnahmen notwendig, um eine Integration des elektrischen Systems in das konventionelle Fahrzeug zu ermöglichen. Hierzu gehören z. B. eine Verbesserung des bestehenden Kühlsystems, der Einbau einer hochspannungsfähigen Verkabelung, eines elektrischen Lenksystems, eines DC/DC Wandlers, Änderungen, um regeneratives Bremsen zu ermöglichen, sowie allgemeine Änderungen am Fahrzeuggetriebe. Die Kosten hierfür werden für ein Fahrzeug in naher Zukunft (ca. 2010+) laut Expertenschätzungen bei ca. 2600 € liegen [Edwards 2007]. An anderer Stelle werden die Kosten im Jahr 2030 auf ca. \$500 je Fahrzeug geschätzt [Bandivadekar 2008; Kromer 2008].

Für die Kostenentwicklung der Summe der benötigten Hybridkomponenten wird entsprechend den Literaturwerten ein Startwert von 2.600 € angenommen, bei einer Lernkurvenrate von 85 %. Damit wird bei einer kumulierten Stückzahl von ca. 100 Mio. Fahrzeugen ein Betrag von ca. 500 € erreicht. Die zusätzlichen Komponenten wie Verkabelung, Lenksystem

und Bordnetzwannder werden in den technischen Betrachtungen nicht weiter berücksichtigt, da sie auf die Gesamtmasse und Gesamteffizienz des Fahrzeugs nur einen vergleichsweise geringen Einfluss haben.

Bedeutend wichtiger ist bei batterie-elektrischen Fahrzeugen die Frage der Innenraumklimatisierung und des Thermomanagements von Batterie und Antriebstrang. Durch die nicht mehr vorhandene Abwärme des Verbrennungsmotors muss beispielsweise im Winter der Fahrzeuginnenraum zusätzlich beheizt werden. Der erforderliche Energiebedarf wirkt sich stark auf die Reichweite bzw. benötigte Kapazität der Batterie aus. Je nach Fahrzyklus (Stadt, Land und Autobahn) kann sich die Reichweite um bis zu 50 % im Stadtverkehr reduzieren. Der Wärme-/ Kältebedarf beläuft sich auf bis zu 6,1 kW im Winter und 3 kW im Sommer im eingeregelteten Zustand für ein Fahrzeug der Oberklasse [Sondermann 2008; Heckenberger 2009]. Durch Verbesserungsmaßnahmen wie Umluftbetrieb und Kabinenisolierung kann der Bedarf im Winter auf 3,4 kW und im Sommer auf 2,6 kW gesenkt werden. Wird zum Heizen und Kühlen eine elektrisch angetriebene Wärmepumpe bzw. Kompressionskältemaschine verwendet, die eine mittlere Leistungszahl (COP) von 2 erreicht, ergibt sich ein elektrischer Leistungsbedarf von 1,7 kW im Winter und 1,3 kW im Sommer.

Tabelle 3-4: Technische und ökonomische Kenngrößen für sonstige Komponenten des elektrischen Fahrzeugkonzepts in dieser Studie

Heiz- /Kühlbedarf elektrisch	2010	2050
Kleine Fahrzeugklasse [kW]	1	0,75
Mittlere Fahrzeugklasse [kW]	1,5	1,1
Große Fahrzeugklasse [kW]	2	1,5
Kosten für zusätzliche Hybridkomponenten [€]	2600	500
Lernrate für zusätzliche Hybridkomponenten [%]	85	85

3.3 Ladetechnologien und -infrastruktur (FhG ISE)

Es gibt mehrere mögliche Ansätze, die für die Nutzung von Elektrofahrzeugen erforderliche Ladeinfrastruktur zu realisieren. Diese muss neben der reinen Hardware (Kabel und ggf. Leistungselektronik) für die eigentliche Beladung der Elektrofahrzeuge auch eine Kommunikationsinfrastruktur beinhalten, welche zu Abrechnungszwecken und zur Regelung benötigt wird. Bei der Abrechnung der entnommenen Leistung spielt auch der Aspekt des Datenschutzes eine wichtige Rolle. Über eine Kommunikationseinrichtung können dynamische Tarife und Steuerbefehle kommuniziert werden, welche für ein Lastmanagement (demand response, V2G) genutzt werden können, um bspw. zusätzliche Lastspitzen im Netz zu vermeiden.

3.3.1 Ladestrategien und -konzepte

Bei den heute diskutierten Ladekonzepten handelt es sich um Batterieladestationen in verschiedenen Leistungsklassen sowie Batteriewechselstationen. Innerhalb der Ladestationen wird unterschieden welche Komponenten der Ladestruktur auf der stationären Seite und welche Komponenten auf der mobilen Seite integriert werden. Darunter fallen das gesamte intelligente Mess- und Abrechnungssystem (Smart Metering) und das Ladesystem mit Umrichter. Je nach Platzierung des Umrichters spricht man von DC- oder AC-Ladestationen.

Standard-Ladestation

Dieses Ladekonzept ist sowohl im öffentlichen, als auch im privaten Bereich denkbar. Darunter fallen sowohl private Ladestationen am Wohnort als auch Ladestationen auf Supermarkt- oder auf Firmenparkplätzen oder in Parkhäusern. Die Ladung der EVs erfolgt bei diesem Konzept dezentral im Niederspannungsnetz. Da der Ladevorgang deutlich länger dauert, als der gewohnte Tankvorgang hat das zur Folge, dass der Ladevorgang unbeaufsichtigt stattfinden wird. Um Fehlbedienungen und unerwünschte Unterbrechungen des Ladevorgangs zu vermeiden, sind definierte Verriegelungsvorgänge notwendig. Für dieses Konzept wird ab einer bestimmten E-Fzg.-Durchdringung eine Kommunikation zwischen Ladestation (bzw. Stromnetz) und Fahrzeug erforderlich.

Die derzeit meist genutzte Variante um Elektrofahrzeuge zu laden, ist der einphasige Hausanschluss. Für das einfache Beladen ohne Steuerung muss am Anschluss nichts verändert werden. Die Fahrzeugbatterien können an der Schukosteckdose geladen werden, sofern das Fahrzeug über eine Ladevorrichtung verfügt (Gleichrichter). Hier findet eine Beladung bei 230 V und maximal 16 A (3,7 kW) statt.

Eine weitere Möglichkeit, die bestehende Infrastruktur zu nutzen, ist die Ladung über eine 3-Phasen-Verbindung. Dieser Anschluss ist in nahezu jedem Haushalt vorhanden und ermöglicht bei einer Absicherung mit 16 A eine Ladeleistung von 11 kW, was die Ladung um den Faktor 3 beschleunigt.

Schnellladestation

Abhängig von der Informationsquelle, wird von einer Schnellladung ab Anschlussleistungen zwischen 20 und 30 kW gesprochen. Bei diesem Ladekonzept wird angestrebt, den Ladeprozess so schnell und so benutzerfreundlich wie möglich zu gestalten.

Die Schnellladestation soll, wie auch die Batteriewechselstation, das Reichweitenproblem der Elektrofahrzeuge lösen und wird hauptsächlich bei Langstreckenfahrten zum Einsatz kommen. Der Vergleich der Reichweiten von 100 bis 200 Kilometern der heutigen verfügbaren Batterietechniken mit Reichweiten von bis zu 1000 Kilometern bei Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor bedeutet einen Faktor fünf bis zehn. Die moderne Batterietechnik ist derzeit noch nicht in der Lage, die Reichweiten von herkömmlichen Verbrennungsmotoren zu ermöglichen.

Schnellladetechniken werden heute bereits bei Gabelstaplern und ähnlichen Industriefahrzeugen verwendet. Im Bereich Elektromobilität ist allerdings nicht zu erwarten, dass sich die Schnellladetechnik im Massenmarkt durchsetzen wird. Als Nischenprodukt an Ausfallstraßen und an vereinzelt kommerziellen Punkten können aber durchaus nach Art des aktuellen Tankstellennetzes Ladestationen aufgebaut werden.

Das Konzept der Schnellladung wird auf eine ungesteuerte Beladung hinauslaufen, da das Ziel bei diesem Konzept eine nach der Zeit optimierte Beladung ist. Das E-Fzg. soll bei diesem Ladekonzept so schnell wie möglich beladen werden, daher ist von keiner Rückspeisung auszugehen. Auch eine Verschiebung der Ladezeit durch eine Steuerung wird wohl nur bei extremer Netzauslastung realisierbar sein.

Es werden Ladeleistungen im Bereich um 100 kW angestrebt, um eine möglichst schnelle „Betankung“ zu ermöglichen. Durch die Verwendung von unterschiedlichen Ladeleistungen mit unterschiedlichen Strömen werden verschiedenen Kabelquerschnitte erforderlich. Der Kabelquerschnitt eines 8 m langen Ladekabels für 32 A (entspricht 22 kW Ladeleistung) benötigt einen Leitungsquerschnitt von 4-6 mm². Bei einer Schnellladung von 63 A (entspricht

43 kW) wird mindestens ein 16 mm² Kabel benötigt, bei 200 A sind es schon 70 mm² Kabelquerschnitt. Das Ladekabel sollte bei Schnellladestationen, im Gegensatz zur langsamen Beladung mit kleineren Strömen, Bestandteil der Ladeinfrastruktur sein.

Batteriewechselstation

Als Batteriewechselsysteme werden Systeme bezeichnet, die ein Fahrzeug mit einer, zuvor extern, geladenen Batterie versorgen, um die Ladedauer der Fahrzeuge für die Kunden zu verkürzen. Dabei werden die Batterien außerhalb des Fahrzeugs geladen und gelagert. Dieses Verfahren besticht durch die komplette Entkopplung von Lade- und Fahrzyklen. Eine solche entkoppelte Ladetechnik kann aufgrund der garantierten Verfügbarkeit von Speicherkapazität auch einen Beitrag zum Lastausgleich und zu anderen Netzdienstleistungen im Stromversorgungssystem leisten. Bei einer großflächigen Einführung wären genügend Batterien im Umlauf und würden damit auch zur Verfügung stehen, um Überschüsse in Erzeugung oder Nachfrage zu kompensieren. Allerdings bedeutet das Vorhalten von (zusätzlichen) Batterien in einer Wechselstation deutlich höhere Investitionskosten als die Beladung einer im Fahrzeug verbleibenden Batterie.

Die Integration von neuen Batterietechniken, leistungsfähigeren, leichteren und/oder sicheren Batterien ist möglich, allerdings besteht die Voraussetzung der Kompatibilität der Batterien mit den am Markt verfügbaren Fahrzeugen. Die Fahrzeughersteller müssten sich mit Batterieherstellern und Wechselstationsbetreibern auf ein oder wenige Batterieformate und -spezifikationen einigen. Normungen von Gehäuse, Bauform und Anschlüssen der Batterien werden notwendig. Zudem dürfen die Kontakte der Batterie nicht verschraubt werden, wie das gegenwärtig häufig der Fall ist.

Ein Beispiel für dieses Konzept stellt das in den Medien oft zitierte Geschäftsmodell von *Better Place* dar, das die Versorgung des Verkehrs mit erneuerbaren Energien verspricht und hohe Erwartungen an die Batteriewechselstation entstehen lässt. In diesem Modell kauft der Kunde ein Elektroauto ohne Batterie, welche Eigentum von *Better Place* ist [Better Place 2009].

Um das Wechseln schnell und effektiv zu gestalten, sind Roboter und weitere Infrastrukturen für den Abtransport und das Laden der Batterien notwendig. Es ist daher zu erwarten, dass aufgrund hoher Investitionskosten für Batteriewechselstationen diese Lösung nicht als großflächige Lösung eingeführt wird, sondern nur als zusätzliche Lösung zur Versorgung von Langstreckenfahrten. Daher ist ein Ausbau eines Ladekonzeptes mit Batteriewechselstationen nur an Ausfallstraßen und Autobahnen zu erwarten. Mit der gleichzeitigen Nutzung von mehreren Fahrzeugen wird wegen des hohen Leistungsbezugs ein Anschluss an die Mittelspannungsebene notwendig.

Induktives Laden

Induktives Laden bietet z. B. die Möglichkeit, die Batterie während der Fahrt durch in die Fahrbahn integrierte Induktionsschleifen aufzuladen. Eine weitere Möglichkeit wäre die drahtlose Übertragung der Energie auf entsprechend ausgerüsteten Stellplätzen, sobald sich das Auto über eine ebenfalls drahtlose Verbindung identifiziert hat. Die Übertragung zum E-Fzg. findet in beiden Fällen über den Fahrzeugboden statt.

Vorteile dieses Ladekonzeptes im Gegensatz zu konduktiven Ladekonzepten sind die Unabhängigkeit von schlechten Wetterbedingungen. Bei strömendem Regen birgt ein Ladekabel und andere nasse Teile der Ladeinfrastruktur ein großes Sicherheitsrisiko. Kriechströme können nicht ausgeschlossen werden. Zudem gibt es beim induktiven Laden keine Ver-

schleißerscheinungen. Außerdem bringt die induktive Ladung eine höhere Sicherheit vor Vandalismus und Stolpergefahr mit sich.

Induktives Laden bringt aber auch viele Nachteile mit sich. So tritt die EMV-Problematik (Netzurückwirkungen) verstärkt auf und es resultieren zusätzliche Verluste durch die kontaktfreie Leistungsübertragung [Engel 2009]. Eine induktive Infrastruktur ist heutzutage im Vergleich zu konduktiven Ladekonzepten noch enorm teuer und war bis vor wenigen Jahren als Ladekonzept für E-Fzg. noch nicht denkbar [VDA 2008]. Allerdings ist die induktive Ladung für andere Technologien bereits heute schon Stand der Technik, wie bspw. bei elektrischen Zahnbürsten.

3.3.2 Ladesteuerung

Von der Ladesteuerung kontrollierte Verriegelungen sollen sicherstellen, dass die Steckverbindung nicht unter Last gesteckt oder getrennt werden darf, um unerwünschte Unterbrechungen zu verhindern. Ebenfalls aus Sicherheitsgründen muss die Steckdose der Ladestation immer spannungsfrei geschaltet sein, solange keine Kontaktierung zum E-Fzg. besteht. Weiterhin werden, um eine Steuerung des Be- bzw. des Entladens zu ermöglichen, auch Informationen über Fahrerwünsche benötigt. Diese können dann mit Informationen über die Eigenschaften der Batterien, über das Ladeverhalten der E-Fzg. sowie über den aktuellen Netzzustand verknüpft werden. Diese Informationen können je nach Ladekonzept entweder entsprechend dem Fahrerwunsch bei der Anmeldung eingegeben werden oder a priori durch bestehende Kontrakte geregelt sein. Unabhängig davon wie umfangreich diese Vorgaben sind, bietet sich die Möglichkeit an, die Ladepunkte von einer zentralen Stelle zu koordinieren. Eine Bereitstellung der gespeicherten Energie bei Leistungsengpässen im Netz kann z. B. beim Standard-Ladekonzept durch eine Steuerung integriert werden. In Abbildung 3-2 sind unterschiedliche Steuerungsmöglichkeiten dargestellt. Diese werden in den folgenden Abschnitten noch näher beschrieben.



Abbildung 3-2: Grundsätzliche Möglichkeiten der Ladesteuerung

Ungesteuert

Die einfachste Variante mit einem sehr geringen Aufwand an Infrastruktur ist das Verzicht auf Steuerung. Beim ungesteuerten Laden kann der Nutzer frei entscheiden, wann er seine Batterie lädt. In der Regel ist die Ladung gekoppelt mit dem Anschließen des Fahrzeugs ans

Stromnetz. Sobald eine größere Anzahl von E-Fzg. vorhanden ist, können durch die Gleichzeitigkeit der Strombezüge, bedingt durch die langen Ladezeiten und in Abhängigkeit vom lokalen Verteilnetz, verstärkt Probleme mit Bezugsspitzen auftreten. Vorteile der ungesteuerten Ladung sind der geringere Steuerungsinfrastrukturaufwand, sowie die geringeren Einschränkungen für den Kunden. Solange der Anteil von E-Fzg. am motorisierten Individualverkehr gering ist, wird das ungesteuerte Laden in der Regel keine Probleme verursachen (s. Abschnitt 6.3).

Direkte Steuerung

Direkte Steuerung bedeutet, dass es eine Instanz gibt (z. B. Netzbetreiber, Energieversorger oder anderer Dienstleister), die in der Lage ist, auf den Ladevorgang der Fahrzeuge direkt Einfluss zu nehmen und die Energieflüsse zu steuern. Ein Beispiel für eine bereits umgesetzte direkte Steuerung sind Windparks und Photovoltaik-Anlagen, die bei kritischen Netzsituationen vom Netzbetreiber abgeregelt werden dürfen. Diese Steuerungsoption erfordert eine zusätzliche Kommunikationseinrichtung. Der Vorteil der direkten Steuerung ist, dass sie zu eindeutigen und vorher bestimmbareren Ergebnissen führt. Abhängig davon, wie kundengerecht die Ladezeiten der Elektrofahrzeuge geplant werden müssen, entscheidet sich auch welche und wie viele Informationen zur Steuerung des Ladevorgangs benötigt werden.

Indirekte Steuerung

Beim indirekten Steuern werden Anreize geben, um vom Kunden gewünschte Reaktionen zu erreichen. Im Gegensatz zum direkten Steuern kann beim indirekten Steuern eine gesteigerte Kundenakzeptanz erwartet werden, da die Entscheidung zu reagieren in der letzten Instanz beim Kunden liegt. Um Kunden für ein „lastangepasstes“ Verhalten zu gewinnen, sind mögliche Ersparnisse/ Gewinne wirkungsvolle Anreize. Anreize dieser Form können variable Tarife sein, die das schwankende Angebot bzw. die Preise der fluktuierenden Energieerzeugung widerspiegeln und eine „softe“ Steuerung unterschiedlichster Lasten bewirken. Diese Tarife werden den Kunden über Tarifsignale übermittelt, so dass geladen werden soll, sobald der Tarif niedrig ist und Laden vermieden werden soll, wenn die Energie viel kostet. Ein Nachteil der indirekten Steuerung aus Sicht des Steuernden sind die nicht genau vorhersehbaren Reaktionen. Diese müssen mit Hilfe von Vorhersagen und Statistiken abgeschätzt werden.

Ein weiterer Nachteil kann das Phänomen der verstärkten Gleichzeitigkeit sein. Wenn viele Einheiten automatisiert durch einen globalen Anreiz gesteuert werden, kann es vorkommen, dass alle Einheiten gleichzeitig reagieren und dadurch Probleme verursachen. Ähnliche Effekte lassen sich schon heute beim Umschalten zwischen Tag- und Nachtтарifen beobachten. Ein möglicher Ausweg ist es, die Tarife auf verschiedene Netzsegmente unter Berücksichtigung der lokalen Bedingungen zu begrenzen [Wille-Haussmann 2008]. Eine andere Möglichkeit sind Verträge, die z. B. einen günstigeren Energiebezug ermöglichen, sofern nur zu bestimmten Zeiten geladen wird.

3.3.3 Kommunikations- und Abrechnungsinfrastruktur

Eine Kommunikationsinfrastruktur wird notwendig, wenn zusätzlich zur einfachen Beladung Steuerungsaufgaben oder Abrechnungsaufgaben hinzukommen. Sobald die Stromversorgung der Fahrzeuge einen nennenswerten Anteil der gesamten Stromnachfrage ausmacht und Fahrzeugbatterien als Regelkomponenten des Stromnetzes zum Einsatz kommen (V2G), wird eine Kommunikationsinfrastruktur zu einem wichtigen Bestandteil der gesamten

Ladeinfrastruktur [BMW 2008]. Die Kommunikation muss zwischen Fahrzeug und Ladestation und darüber hinaus zum EVU bzw. einer Verrechnungsstelle stattfinden.

Eine hohe Marktdurchdringung von E-Fzg. setzt neue Konzepte zum Erfassen und Abrechnen der Energieflüsse voraus. Im Folgenden werden mögliche Abrechnungs- und Kommunikationskonzepte vorgestellt. Bei diesen Konzepten wird davon ausgegangen, dass ein Dienstleister (DL) die Abrechnung des Verbrauchs der einzelnen Fahrzeuge und die Koordination der Ladestationen übernimmt. Die Abrechnung mit dem Energieversorgungsunternehmen (EVU) findet gebündelt durch den DL statt, sofern nicht das EVU die Aufgaben des DL innehat. Der Dienstleister (DL) steht in Verbindung zum EVU und koordiniert mehrere mit Metering-Systemen versehene Ladestationen.

Die Messung kann mit stationären oder mobilen Metern erfolgen. Bei der Nutzung von stationären Metern kann unterschieden werden zwischen Metern mit oder ohne Submetering. Da die Metering-Infrastruktur in Deutschland auf stationärem Metering basiert, ist es unwahrscheinlich, dass mobile Meter als alleinige Messeinrichtungen auftreten werden. Wahrscheinlicher ist es, dass diese als Submeter genutzt werden.

Ausschließlich stationäres Metering

Bei stationärem Metering ohne Submeter werden die Energieflüsse direkt an der Anschlussstelle des E-Fzg. erfasst. Dies bedeutet, um diese Energie gesondert von der anderweitig verbrauchten Energie verrechnen zu können, muss jede einzelne Anschlussmöglichkeit mit einem Zähler ausgestattet sein. Zudem muss der Zähler in der Lage sein die E-Fzg. zu identifizieren, damit die Energieflüsse verbrauchergerecht verrechnet werden können. Hierzu kann entweder eine direkte Erkennung der E-Fzg. stattfinden, oder der Kunde bzw. Fahrer meldet sich mittels Kreditkarte o. ä. direkt an dem Anschluss an. Ersteres erfordert die Entwicklung von Kommunikationsstandards zwischen Ladestationen und E-Fzg.

Diese Struktur mit „ausschließlich stationärem Metering“ ist sehr aufwendig, da die genutzten Meter geeicht und abrechnungsrelevant für EVUs sein müssen. Es ist vorstellbar, dass solche Metering-Strukturen dann Anwendung finden, wenn nur wenige Ladestationen an einem Ort vorhanden sind (z. B. Schnellladestationen).

Stationäres Submetering

Beim stationären Submetering wird eine Kommunikation zwischen Main-Meter und Submeter vorausgesetzt. Der Main-Meter ist derjenige Zähler, mit dem alle abrechnungsrelevanten Messungen durchgeführt und mit der Abrechnungsstelle kommuniziert werden. Weiterhin besitzt der Main-Meter im Gegensatz zum Submeter umfangreiche Funktionen der Steuerung. Dieses System mit Main- und Submeter ermöglicht es, eine Kommunikationsinfrastruktur, gerade in Bereichen, die viele Lademöglichkeiten erfordern (Parkhäuser, Firmenparkplätze etc.), kostengünstiger zu gestalten.

Mobiles Submetering

Der Einsatz von mobilen Submetern senkt die Kosten der fest installierten Infrastruktur. Die dabei vermiedenen Kosten fallen nun im Fahrzeug an. Ein Vorteil dieser Variante besteht darin, dass die Innovationszyklen der E-Fzg., die im Vergleich zu den Zyklen der Infrastruktur kürzer sind, für die Meterentwicklung genutzt werden können. Da heute noch nicht abzusehen ist, welche Systemdienstleistungen (SDL) mit Hilfe von E-Fzg. realisiert werden sollen und ob jeder Fahrzeugnutzer bereit ist diese anzubieten, erleichtert die mobile Integration der Submeter die Einführung von fahrzeugspezifischen SDLs, sowie die Nachrüstung mit Submetern für diejenigen, die SDLs bereitstellen wollen. Durch die Kommunikation zwischen

Fahrzeug und Hauptstation kann, abhängig von den kommunizierten Daten, eine bessere Steuerung der Be- und Entladung realisiert werden. Ein Nachteil liegt in der Notwendigkeit von standardisierter Kommunikation zwischen E-Fzg. und Ladestation. Zudem kann diese Struktur nur von Fahrzeugen verwendet werden, die über einen internen Meter verfügen. Das Lademanagement findet bei dieser Ausführung im Elektrofahrzeug statt. Die System-Intelligenz, bestehend aus einem mobilen Submeter mit dynamischen Tarifen und einer Authentifizierungseinheit, ist dann im Fahrzeug installiert.

3.4 Technologien zur Stromerzeugung (DLR TT)

Die technischen und ökonomischen Daten für die erneuerbare Stromerzeugung werden basierend auf [Nitsch et al. 2011] angesetzt, die folgenden Ausführungen zu den Technologien basieren ebenfalls auf diesen Arbeiten. Für die Erstellung der Entwicklungspfade sind vor allem die folgenden Datenquellen eingeflossen:

- Frühere Arbeiten zur Ableitung von Lernkurven und Entwicklungspfaden aus einer Vielzahl von Literaturquellen im Rahmen des Forschungsvorhabens „Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland“ [BMU 2004]
- Ergebnisse des integrierten EU-Projekts NEEDS (New Energy Externalities Development for Sustainability) im Stream „Innovative Technologies“ (RS 1a) [NEEDS 2009]
- Globale Szenarien der Entwicklung spezifischer Kosten von Energietechniken der Internationalen Energieagentur (IEA) Paris [IEA 2009] und [IEA 2010]
- EU27-Szenarien der Entwicklung spezifischer Kosten von Energietechniken vom Europäischen Dachverband für Erneuerbare Energien (EREC) Brüssel [EREC 2010]

Zudem wurde im Rahmen von [Nitsch et al. 2011] ein umfangreicher Datenreview durch externe Experten durchgeführt, und zahlreiche Kommentare und Anmerkungen zu den techno-ökonomischen Entwicklungspotenzialen konnten berücksichtigt werden.

3.4.1 Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

Im Folgenden wird die Entwicklung der Märkte und Kostensenkungspotenziale für erneuerbare Techniken basierend auf den Ausführungen in [Nitsch et al. 2011] sowie in [BMU 2009] und [BMU 2010] kurz skizziert. Tabelle 3-5 stellt zusammenfassend die Entwicklungspfade der wichtigsten Parameter dar.

Fotovoltaik: Der Fotovoltaikmarkt hat sich in den letzten zwei Jahrzehnten sehr dynamisch entwickelt. Dabei lag die Lernrate² relativ konstant bei etwa 0,8 und die Kosten konnten kontinuierlich signifikant gesenkt werden. Die in Deutschland insgesamt installierte Leistung stieg von 1 MW im Jahr 1990 auf 76 MW im Jahr 2000 und bis auf 9800 MW im Jahr 2009. Zuletzt wurden im Jahr 2010 rund 7400 MW und im Jahr 2011 etwa 7500 MW installiert. Für das Jahr 2012 und fortfolgende soll die weitere „Überhitzung“ des Marktes durch eine starke Degression der Einspeisevergütung verhindert werden. Der Markt wird heute überwiegend von monokristallinen (WG 14-18 %) und polykristallinen Siliziumzellen (WG 13-16 %) sowie Dünnschichtzellen mit geringerer Langzeitstabilität aus amorphem Silizium (WG 8%) dominiert. Zukünftige Dünnschichttechniken aus Gallium-Arsenid (GaAs), Germanium (Ge),

² Die Lernrate L beschreibt die relative Verringerung der Stückkosten bei der Verdoppelung der kumulierten Produktionsmenge. Wenn z. B. bei einer kumulierten Produktionsmenge von n Einheiten eine Einheit X € kostet, dann wird bei einer kumulierten Menge von 2n eine Stückpreis von $(1-L) * X$ € erwartet.

Cadmium-Tellurid (CdTe) und Kupfer-Indium-Diselenid (CIS), neue Produktionstechniken mit weniger Materialeinsatz und -verlusten, sowie weitere Steigerungen der Produktionsvolumina der Silizium-Solarzellen lassen weitere signifikante Modul-Kostenreduktionen in der Zukunft erwarten.

Windkraft Onshore: Der Markt für Onshore-Windanlagen hat sich in den letzten zwei Jahrzehnten ebenfalls sehr stark entwickelt. Die in Deutschland insgesamt installierte Leistung stieg von 55 MW im Jahr 1990 auf rund 6100 MW im Jahr 2000 und auf 25700 MW im Jahr 2009. Zuletzt wurden im Jahr 2010 rund 1500 MW und im Jahr 2011 rund 1900 MW installiert, der maximale Zubau betrug im Jahr 2002 über 3200 MW. Moderne Windenergieanlagen haben aufgrund der Nutzung des Auftriebsprinzips Wirkungsgrade von bis zu 50 %. Die Erzeugungskosten von Windstrom liegen heute je nach Standort bei 5 bis 12 ct/kWh. Die technische Entwicklung der Windenergieanlagen hat sich in den letzten 20 Jahren vor allem auf die Konstruktion immer größerer Anlagen konzentriert (Durchschnitt Neuanlage 1987 < 50 kW, im Jahr 2008 etwa 1,9 MW), um so die Standorte möglichst optimal ausnutzen zu können und die Stromgestehungskosten zu senken. Heute haben die größten Anlagen eine Nennleistung von 6 MW.

Windkraft Offshore: Im Jahr 2009 wurden in Deutschland mit dem Windpark Alpha Ventus die ersten 12 Windanlagen mit jeweils 5 MW Nennleistung auf See installiert und an das Netz angeschlossen, bis Ende 2011 wurden in drei Windparks rund 200 MW installiert. In ganz Europa wurden bis Ende 2009 insgesamt 830 Offshore-Windanlagen installiert, womit eine Leistung von 2063 MW erreicht wurde [GWEC 2010]. Im Jahr 2010 wurden zusätzlich 883 MW Offshore-Windanlagen in der EU installiert [GWEC 2011]. Wegen der bislang geringen Erfahrungen im Offshore-Bereich kann man dort von einem höheren Kostensenkungspotenzial ausgehen als bei Onshore-Anlagen, es wird von einer Lernrate von etwa 0,9 in den nächsten Jahren ausgegangen. Wegen des im Vergleich zum Festland stärkeren und gleichmäßigeren Windangebots können offshore pro Einheit installierter Leistung bis zu 40 % höhere Stromerträge erzielt werden als onshore. Allerdings entstehen auch deutlich höhere Kosten für die Installationen auf See. Bislang wurden Anlagen mit einer Leistung von bis zu 5 MW auf See installiert, langfristig sind weitaus größere Anlagenleistungen von bis über 15 MW und höhere Rotordurchmesser und Nabenhöhen denkbar, was neben möglichen Kostensenkungen bei der Erschließung, Gründung, Installation und Netzanbindung noch deutlich niedrigere Gestehungskosten erwarten lässt.

Wasserkraft: In Deutschland sind heute etwa 7700 Wasserkraftanlagen in Betrieb, die einen Anteil von 3,5% an der gesamten Stromerzeugung liefern. Die installierte Leistung einschl. Pumpspeicher mit natürlichem Zufluss ist von 4053 MW im Jahr 1990 auf heute etwa 4400 MW gestiegen. Die Stromgestehungskosten liegen bei großen Anlagen bei 3 bis 10 ct/kWh und bei Kleinwasserkraftwerken bei 10 bis 25 ct/kWh. Die Wasserkraft hat ihr Potenzial bereits weitgehend ausgeschöpft. Durch umfassende Modernisierungsmaßnahmen und ausgewählte Neubauten vor allem im Leistungsbereich < 10 MW wird geschätzt, dass die Strommenge aus Wasserkraft noch um rund 15% gesteigert werden kann. Bei der Speicherwasserkraft wird davon ausgegangen, dass keine bedeutenden Neuanlagen in Deutschland realisierbar sind. Für die Zukunft wird angenommen, dass die Kosten für Modernisierungen wie für Neuanlagen tendenziell steigen werden, da zur weiteren Erhöhung des Potenzials in der Regel die mit zunehmend höheren Kosten erschließbaren und modernisierbaren Standorte in Betracht kommen.

Solarthermisches Kraftwerk (CSP): Vor 25 Jahren wurden bereits die ersten kommerziellen CSP-Anlagen errichtet und seit dem erfolgreich betrieben. Aber erst vor wenigen Jahren

erfuhr die Technik einen neuen Aufschwung und werden zahlreiche neue Anlagen geplant und gebaut. Bis Ende 2009 waren weltweit (USA, Spanien) etwa 600 MW Leistung installiert, bei Realisierung aller geplanten Projekte bis 2015 sollen dann 11000 MW installiert sein [A.T. Kearney 2010]. Als Referenztechnologie werden heutige Parabolrinnenkraftwerke mit einer möglichen Leistung bis etwa 250 MW und einem Nutzungsgrad von insgesamt 4,5% (erzeugter Strom im Verhältnis zur Sonneneinstrahlung auf die benötigte Gesamtfläche des Kraftwerks) angenommen. Hierbei ist ein konventioneller Dampfturbinenprozess mit Trockenkühlung vorausgesetzt. Die Anlagen können an Standorten mit einer Direktnormalstrahlung (DNI) über 2000 kWh/(m²·a) wirtschaftlich betrieben werden. In Europa liegen solche Standorte mit sehr begrenztem Flächenpotenzial vor allem in Süd-Spanien, die größten für Europa über Stromimport nutzbaren Potenziale liegen in Nord-Afrika und im Mittleren Osten. Die Installation eines Hochtemperatur-Wärmespeichers ermöglicht eine höhere Auslastung der Kraftwerke bis hin zum Grundlastbetrieb. Heute liegen die Stromgestehungskosten bei 15 bis 22 ct/kWh, zukünftig können sie deutlich unter 10 ct/kWh fallen. Signifikante Kostensenkungen werden beim Solarkollektorfeld und den Wärmespeichern erwartet.

Geothermie: Bis Ende 2010 wurden in Deutschland nur etwa 10 MW Leistung für die geothermische Stromerzeugung installiert. Dementsprechend können auf der technischen Seite noch große Kostensenkungen erwartet werden. In Deutschland liegt das bisher gefundene Temperaturmaximum bei 170 °C in 4,5 km Tiefe. Zur Stromerzeugung bei niedrigen Temperaturen werden sogenannte ORC-Turbinen (Organic Rankine Cycle) eingesetzt. Der elektrische Wirkungsgrad einer solchen Anlage hängt von der Temperatur der nutzbaren Gesteinsmassen ab. Bei zunehmender Temperatur von 90 °C bis 260 °C nimmt der Wirkungsgrad von 10 % auf bis zu 14% zu, dabei steigt die elektrische Leistung bezogen auf das nutzbare Gesteinsvolumen von 14 auf 113 kW/km³ stark an. Die Nutzung der Restwärme aus der Stromerzeugung kann meist nur über ein Nahwärmenetz erfolgen. Eine zunehmende Verbreitung von Nahwärmenetzen ist deshalb aus Kostengründen eine wesentliche Voraussetzung für die technische Erschließung des Potenzials der Geothermie.

Biomasse: Zur Stromerzeugung aus Biomasse (ohne biogener Anteil des Abfalls) waren 1990 etwa 85 MW installiert, im Jahr 2000 knapp 580 MW, im Jahr 2010 rund 5000 MW und 2011 rund 5500 MW. Waldholz (aus Restholz aus Walddurchforstungen und schnell wachsende Hölzer aus Kurzumtriebsplantagen) sowie Altholz sind die wichtigsten Brennstoffe für Biomassekraftwerke, die Leistungen bis etwa 20 MW haben können. In den heutigen Anlagen wird die Biomasse in der Regel verbrannt und damit eine Dampfturbine betrieben. Zukünftig sind für kleinere Anlagen insbesondere unter 1 MW auch andere Konzepte wie der Einsatz eines Stirlingmotors oder der ORC-Technik möglich, um auch bei dieser Leistungsklasse einen befriedigenden elektrischen Wirkungsgrad zu erreichen. Für Anlagen im MW-Leistungsbereich verspricht die Vergasung von Biomasse und die Nutzung in Blockheizkraftwerken (BHKW), Gasturbinen oder Gas- und Dampfturbinenanlagen (GuD) eine Verstromung mit höheren elektrischen Wirkungsgraden. Als Biogasanlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung kommen kleinere dezentrale Anlagen insbesondere zur Versorgung von Nahwärmenetzen in Frage. Blockheizkraftwerke (BHKW) gibt es in unterschiedlichen Leistungsklassen von wenigen kW Leistung mit einem elektrischen Nutzungsgrad von etwa 25% bis zu Anlagen im MW-Bereich mit bis zu 40 % Nutzungsgrad. Pflanzenöle werden vorwiegend in Blockheizkraftwerken (BHKW) verwendet, mit abnehmender Tendenz. Die Verstromung der Biomasse in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen erhöht die Effizienz erheblich, es können dadurch Gesamtnutzungsgrade von über 90 % erreicht werden. Potenziale zur Kostensenkung werden vor allem bei neueren Techniken wie ORC und Biomassevergasung gesehen.

Tabelle 3-5: Entwicklung technisch-ökonomischer Kenngrößen für erneuerbare Stromerzeugung (Mittelwerte für Neuanlagen) basierend auf [Nitsch et al. 2011]

PV		2009	2010	2015	2020	2030	2040	2050
Performance Ratio	%	0,810	0,810	0,815	0,819	0,828	0,837	0,847
spezifischer Ertrag	kWh/kW _{p,a}	909	908	912	916	925	935	946
Kosten (Abschreibungsdauer 20 Jahre)								
spezifische Investition	€/kW _p	3151	2729	1903	1203	994	937	903
fixe Betriebskosten (1% Inv./a)	€/kW _{p,a}	31,5	27,3	19,0	12,0	9,9	9,4	9,0
Stromgestehungskosten	ct/kWh	33,7	29,2	20,3	12,8	10,4	9,7	9,3
Windkraft Onshore								
mittlere Leistung Anlage	kW _{el}	1900	1950	2650	3400	4400	5000	5500
mittlere Ausnutzung	h/a	2050	2050	2100	2200	2350	2450	2550
Kosten (Abschreibungsdauer 18 Jahre)								
spezifische Investition	€/kW _{el}	1170	1160	1085	1030	980	940	900
fixe Betriebskosten (4% Inv./a)	€/kW _{el,a}	46,8	46,4	43,4	41,2	39,2	37,6	36,0
Stromgestehungskosten	ct/kWh	7,6	7,5	6,8	6,2	5,5	5,1	4,7
Windkraft Offshore								
mittlere Leistung Anlage	kW _{el}	4500	4500	5750	7000	8000	10000	12000
mittlere Ausnutzung	h/a	3200	3200	3500	3700	3800	3850	3900
Kosten (Abschreibungsdauer 18 Jahre)								
spezifische Investition	€/kW _{el}	3500	3300	2625	2100	1800	1500	1300
fixe Betriebskosten (5,5% Inv./a)	€/kW _{el,a}	192,5	181,5	144,4	115,5	99,0	82,5	71,5
Stromgestehungskosten	ct/kWh	16,1	15,2	11,1	8,4	7,0	5,7	4,9
Wasserkraft								
mittlere Leistung Anlage	kW _{el}	11972	11972	10700	10348	10144	9940	9982
mittlere Ausnutzung	h/a	5495	5495	5494	5516	5541	5566	5593
Kosten (Abschreibungsdauer 30 Jahre)								
spezifische Investition	€/kW _{el}	2730	2730	2838	2961	3182	3323	3497
fixe Betriebskosten (5,5 % der Investition/a)	€/kW _{el,a}	136,5	136,5	141,9	148,1	159,1	166,2	174,9
Stromgestehungskosten	ct/kWh	6,2	6,2	6,4	6,7	7,1	7,4	7,7
CSP – solarthermisches Kraftwerk								
mittlere Leistung Anlage	MW _{el}		20	50	75	100	150	200
mittlere Ausnutzung	h/a		6500	6500	6500	6500	6500	6500
Kosten (Abschreibungsdauer 25 Jahre)								
spezifische Investition (mit 12 h Speicherkapazität)	€/kW _{el}		4628	4032	3435	2813	2599	2505
fixe Betriebskosten (2,5 % der Investition/a)	€/kW _{el,a}		115,7	100,8	85,9	70,3	65,0	62,6
Stromgestehungskosten	ct/kWh		12,8	10,8	8,9	7,1	6,4	6,1
Geothermie								
mittlere Leistung Anlage	kW _{el}	1200	1200	2385	3545	4040	4510	3770
mittlere Ausnutzung elektr.	h/a	6100	6100	6100	6430	6595	6620	6645
Kosten (Abschreibungsdauer 20 Jahre)								
spezifische Investition	€/kW _{el}	12500	12350	10920	10458	9310	8375	7275
fixe Betriebskosten (3,6 – 3,4 % der Investition/a)	€/kW _{el,a}	450	445	394	370	326	291	250
Stromgestehungskosten	ct/kWh	23,8	23,5	20,6	18,5	15,4	12,8	9,0

Biomasse fest (500 kW bis 20 MW)		2009	2010	2015	2020	2030	2040	2050
Wirkungsgrad elektrisch	%	23,0	22,9	23,8	24,5	26,4	27,7	28,8
mittlere Ausnutzung elektrisch	h/a	7030	7020	6980	6950	6830	6765	6725
Kosten (Abschreibungsdauer 20 Jahre)								
spezifische Investition	€/kW _{el}	3405	3408	3377	3327	3333	3281	3196
Brennstoffkosten	€/GJ	5,6	5,8	6,1	6,4	6,7	7,2	7,8
fixe Betriebskosten (6,2-6,5 % der Investition/a)	€/kW _{el,a}	224	226	224	221	224	221	216
Stromgestehungskosten	ct/kWh	11,4	11,8	11,8	11,9	11,5	11,5	11,1
Biogas (15 kW bis 5 MW)		2009	2010	2015	2020	2030	2040	2050
Wirkungsgrad elektrisch	%	37,5	37,5	38,1	39,3	40,0	40,3	40,5
mittlere Ausnutzung elektr.	h/a	7655	7655	7631	7610	7548	7487	7430
Kosten (Abschreibungsdauer 20 Jahre)								
spezifische Investition	€/kW _{el}	3616	3584	3404	3211	3080	2950	2858
Brennstoffkosten	€/GJ	6,0	6,0	6,6	7,1	7,3	7,4	7,5
fixe Betriebskosten (6,5 % der Investition/a)	€/kW _{el,a}	235	233	220	206	194	183	175
Stromgestehungskosten	ct/kWh	11,4	11,3	11,4	11,2	10,9	10,5	10,1
Pflanzenöl (5 kW bis 5 MW)		2009	2010	2015	2020	2030	2040	2050
Wirkungsgrad elektrisch	%	37,5	37,5	38,0	38,5	39,0	39,5	40,0
mittlere Ausnutzung elektr.	h/a	5500	5500	5500	5500	5500	5500	5500
Kosten (Abschreibungsdauer 20 Jahre)								
spezifische Investition	€/kW _{el}	1955	1955	1858	1760	1685	1610	1585
Brennstoffkosten	€/GJ	16,8	16,8	17,4	17,9	19,1	20,1	21,1
fixe Betriebskosten (4,7 % der Investition/a)	€/kW _{el,a}	93	93	89	84	80	77	76
Stromgestehungskosten	ct/kWh	15,9	15,9	15,8	15,8	16,2	16,3	16,3

3.4.2 Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern

Die Abschätzung zukünftiger Entwicklungen der technischen und ökonomischen Kennwerte für die Stromerzeugung aus fossilen Kraftwerken ist ebenfalls mit hohen Unsicherheiten verbunden. Die Informationen zu Entwicklungspotenzialen in unterschiedlichen Datenquellen weichen teilweise stark voneinander ab, vor allem bei noch nicht marktreifen Techniken wie z. B. CCS. Insgesamt wurden die in Tabelle 3-6 dargestellten unterschiedlichen Techniken in den Simulationen der Stromversorgung betrachtet.

Parallel zu einem notwendigen EE-Ausbau wird z. T. auch der Verfügbarkeit der CCS-Technik zur Abtrennung und unterirdischen Speicherung von CO₂ eine hohe Bedeutung beigemessen. Neben offenen Fragen der Nachhaltigkeit und Akzeptanz der CO₂-Speicherung ist diese Technik aus energiewirtschaftlicher Sicht in Deutschland zu hinterfragen. Eine prognostizierte Marktreife im Zeitraum von 2025 bis 2035 und eine nachgezogene Markteinführung können zu spät sein, um in Deutschland nennenswerte Beiträge zum Klimaschutz zu erbringen [WBGU 2010]. In Deutschland ist es ungewiss, ob zu diesem Zeitpunkt noch neue Kohlekraftwerke in nennenswertem Umfang gebaut werden, da die Auslastung konventioneller Kraftwerke mit zunehmenden EE-Anteilen stark sinkt. Dadurch dürften sich kostenintensive CCS-Kraftwerke vermutlich nicht mehr amortisieren. Des Weiteren kommt für Altanlagen in der Regel eine Nachrüstung aus technischen oder ökonomischen Gründen ebenfalls nicht infrage, zumal der hohe Eigenstromverbrauch zu relativ hohen Betriebskosten führt. Aus diesen technisch-ökonomischen Gründen wird der Einsatz von CCS-Kraftwerken in dem hier zugrunde gelegten Szenario nicht betrachtet.

Tabelle 3-6: Entwicklung der wichtigsten technisch-ökonomischen Kenngrößen für die konventionelle Stromerzeugung (Mittelwerte für Neuanlagen) [Nitsch et al. 2011]

Braunkohle – Dampfkraftwerk		2010	2015	2020	2030	2040	2050
durchschnittliche Nennleistung	MW _{el}	1100	1100	1100	1100	1100	1100
Wirkungsgrad, netto	%	43,0	43,9	46,8	49,1	49,1	49,1
CO ₂ -Emissionen	g/kWh _{el}	878	859	807	768	768	768
Kosten (Abschreibungsdauer 25 Jahre, Zinssatz 6%, 5000 VLS, 89% Verfügbarkeitsfaktor)							
Spezifische Investitionen	€/kW	1500	1500	1500	1500	1500	1500
Stromgestehungskosten Preispfad A	ct/kWh	6,3	7,1	7,5	8,4	9,3	10,3
Stromgestehungskosten Preispfad B	ct/kWh	5,9	6,4	6,7	7,0	7,5	8,0
Steinkohle – Dampfkraftwerk		2010	2015	2020	2030	2040	2050
durchschnittliche Nennleistung	MW _{el}	800	800	800	800	800	800
Wirkungsgrad, netto	%	45,8	47,2	50,0	50,9	50,9	50,9
CO ₂ -Emissionen	g/kWh _{el}	676	656	620	609	609	609
Kosten (Abschreibungsdauer 25 Jahre, Zinssatz 6%, 5000 VLS, 91% Verfügbarkeitsfaktor)							
Spezifische Investitionen	€/kW	1300	1300	1300	1300	1300	1300
Stromgestehungskosten Preispfad A	ct/kWh	7,6	8,7	9,4	10,9	12,6	14,3
Stromgestehungskosten Preispfad B	ct/kWh	7,0	7,6	7,9	8,5	9,2	9,8
Erdgas-GuD-Kraftwerk		2010	2015	2020	2030	2040	2050
durchschnittliche Nennleistung	MW _{el}	400	400	400	400	400	400
Wirkungsgrad, netto	%	58,1	59,1	60,1	62,1	62,1	62,1
CO ₂ -Emissionen	g/kWh _{el}	342	336	330	320	320	320
Kosten (Abschreibungsdauer 25 Jahre, Zinssatz 6%, 5000 VLS, 97% Verfügbarkeitsfaktor)							
Spezifische Investitionen	€/kW	700	700	700	700	700	700
Stromgestehungskosten Preispfad A	ct/kWh	7,3	8,6	9,7	11,7	13,7	15,6
Stromgestehungskosten Preispfad B	ct/kWh	6,4	7,4	8,0	9,0	10,0	10,7
Erdgas- Gasturbine		2010	2015	2020	2030	2040	2050
durchschnittliche Nennleistung	MW _{el}	100	100	100	100	100	100
Wirkungsgrad, netto	%	39,6	42	43,6	45,5	46,5	46,5
CO ₂ -Emissionen	g/kWh _{el}	502	473	455	437	427	427
Kosten (Abschreibungsdauer 25 Jahre, Zinssatz 6%, 700 VLS, 96,8% Verfügbarkeitsfaktor)							
Spezifische Investitionen	€/kW	400	400	400	400	400	400
Stromgestehungskosten Preispfad A	ct/kWh	15,3	16,8	18,0	20,5	22,9	25,4
Stromgestehungskosten Preispfad B	ct/kWh	14,0	15,0	15,6	16,9	17,9	18,8

Der Einsatz von vor allem Gaskraftwerken in der langfristigen Zukunft wird in [Nitsch et al. 2011] zum einen mit der Anforderung an die CO₂-Emissionen begründet. Zum anderen stellt der Ausbau der fluktuierenden Wind- und Sonnenenergie hohe Anforderungen an den zukünftigen konventionellen Kraftwerkspark. Technisch-ökonomische Anforderungen bestehen zum einen im Abfahren extremer Gradienten, welche vorrangig durch die PV-Einspeisung verursacht werden. Durch die zunehmende Bedeutung der Wind- und PV-Leistungsprognose und dem anhaftenden Prognosefehler bei der Kraftwerkseinsatzplanung bedarf es Kraftwerke mit geringen Anfahrkosten und einer hohen Teillastflexibilität. Durch die geringe Ausnutzung der konventionellen Kraftwerke sind langfristig Backup-Kraftwerke mit geringen Investitionskosten gefragt. Gaskraftwerke erfüllen diese Anforderung und haben die höchste Tauglichkeit zur EE-Integration. Die kurz- bis mittelfristige Konkurrenzfähigkeit gegenüber Kohlekraftwerken hängt aber auch von der Entwicklung der CO₂-Zertifikatekosten im Verhältnis zu den Brennstoffkosten ab.

3.4.3 Stromspeicheroptionen

Im Modell REMix sind derzeit die drei Stromspeichertechnologien Pumpspeicher, adiabate Druckluftspeicher sowie zentrale Erzeugung von Wasserstoff und Rückverstromung in einem GuD-Kraftwerk implementiert. Des Weiteren sind die Strukturoptionen gesteuerte Beladung von Elektrofahrzeugen und Onsite-Wasserstoffherstellung abgebildet (s. Kapitel 5). Bei den Pumpspeichern wird davon ausgegangen, dass die heute geplanten Projekte langfristig umgesetzt werden können und im Jahr 2030 eine Pumpspeicher-Leistung von 8,1 GW für den Stromausgleich zur Verfügung steht. Das Potenzial der adiabaten Druckluftspeicher ist in Kombination mit Kavernenspeichern in Deutschland begrenzt, prinzipiell aber auch in Kombination mit Drucklufttanks denkbar. Beim Wasserstoffspeicher wird davon ausgegangen, dass die Rückverstromung in einem bereits existierenden GuD-Kraftwerk erfolgen kann und hierfür folglich keine Investitionskosten für die Speicheroption außer dem Elektrolysesystem (einschließlich Kompression) und einem Wasserstoffdruckspeicher anfallen.

Tabelle 3-7: Entwicklung der wichtigsten technisch-ökonomischen Kenngrößen für Stromspeicher

Pumpspeicher		2010	2015	2020	2030	2040	2050
Wirkungsgrad der Turbine	%	90	90	90	90	90	90
Wirkungsgrad der Pumpturbine	%	89	89	89	89	89	89
Speicherkapazität / Turbinenleistung	kWh/kW	8	8	8	8	8	8
Kosten (Abschreibungsdauer 20 Jahre Konverter und 60 Jahre Speicher)							
Spezifische Investition Konverter	€/kW	640	640	640	640	640	640
Spezifische Investition Speicher	€/kWh	10	10	10	10	10	10
Adiabate Druckluftspeicher		2010	2015	2020	2030	2040	2050
Wirkungsgrad der Turbine	%	86	88	91	91	91	92
Wirkungsgrad der Pumpturbine	%	81	85	86	86	87	87
Speicherkapazität / Turbinenleistung	kWh/kW	8	8	8	8	8	8
Kosten (Abschreibungsdauer 40 Jahre)							
Spezifische Investition Konverter	€/kW	650	650	650	650	650	650
Spezifische Investition Kaverne	€/kWh	40	40	40	40	40	40
Wasserstoffspeicher (Elektrolyse/GuD)		2010	2015	2020	2030	2040	2050
Wirkungsgrad Elektrolyse + Kompression	%	70	70	70	70	70	70
Wirkungsgrad der GuD Anlage	%	57	57	57	57	57	57
Speicherkapazität / Turbinenleistung	kWh/kW	200	200	200	200	200	200
Kosten (Abschreibungsdauer 15 Jahre Elektrolyse und 30 Jahre Speicher)							
Spezifische Investition Elektrolyse	€/kW	1485	1360	1250	750	750	750
Spezifische Investition H ₂ -Speicher	€/kWh	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2

3.5 Übertragungstechnologien (IfHT)

Zur Darstellung potenzieller mit der Elektromobilität einhergehender Implikationen für elektrische Netze, werden im Verlauf des Kapitels die jeweilig relevanten Übertragungstechnologien ausgehend vom heutigen Entwicklungsstand skizziert und hinsichtlich der potenziellen zukünftigen Veränderung charakterisiert.

Zur Ermittlung der netztechnischen Implikationen werden für dezidierte Regionen, Übertragungskapazitäten (NTC) auf der Hochspannungsebene ermittelt, die Aussagen hinsichtlich der verbleibenden Netzkapazitäten ermöglichen. Eine aggregierte Anschauung von Trans-

ferkapazitäten sowie weiterhin mit Unsicherheiten behaftete Datensätze erlauben eine nur sehr grobe Abschätzung notwendiger Aufwendungen zur Ertüchtigung bestehender Transportkapazitäten. Eine systematische Analyse stellt im Allgemeinen eine Einzelfalluntersuchung (Trassen) dar und entzieht sich daher einer möglichen Verallgemeinerung. Weiterhin sind aufgrund vieler Abhängigkeiten einzelner Technologien sowie politischer Maßnahmen unterschiedliche Diffusionsgrade zu erwarten, die insbesondere wirtschaftliche Rahmenbedingungen völlig ändern können (z. B. durch andere Schwerpunktsetzung in der Forschung etc.)

Mit diesem Hintergrund erfolgt eine aggregierte Betrachtung des konventionellen Netzausbaus, die weiteren Alternativen gegenübergestellt wird. Dezierte Einzeluntersuchungen verschiedener Übertragungstechnologien können der Studie [IfHT 2011] entnommen werden. Die im Rahmen des Kapitels aufgeführten technischen und ökonomischen Kenngrößen sind daher auch im Zusammenhang mit Szenarien nicht als eine Zukunftsprognose zu verstehen.

3.5.1 Konventionelle Freileitung (380 kV)

Übertragungs- und Verteilungsnetze stellen samt Umspann- und Schaltanlagen die Verbindung zwischen Erzeugung und Verbrauch her, wobei Freileitungen und Kabel die wesentlichen Bindeelemente darstellen. Die folgende Tabelle stellt die in Deutschland installierte Stromkreislänge nach Spannungsebene dar.

Tabelle 3-8: Installierte Stromkreislänge in Deutschland [VDEW 2007]

	Gesamtlänge der Stromkreise in km	Kabelanteil in %
Höchst- und Hochspannung > 220 kV	110.700	4
Mittelspannung > 6 kV bis < 220 kV	493.000	70
Niederspannung < 0,4 kV	1.067.000	85
Gesamt	1.671.000	75

Auf der Hochspannungsebene dominieren vorwiegend Freileitungen, in den Verteilungsnetzen hingegen Kabel, die zunehmend auch in ländlichen Bereichen installiert werden. In Ballungsgebieten stellen diese bereits seit langem den Stand der Technik dar. Für Verteilungszwecke werden auch in Ballungsgebieten auf der 110 kV-Ebene überwiegend Kabel eingesetzt. Diese Rahmendaten stellen das heutige Verhältnis der Übertragungstechnologien dar, welches zukünftig als gleichbleibend vorausgesetzt wird.

Eine konventionelle Freileitung besteht im Allgemeinen aus einem Stahlkern zur Aufnahme der Zugkräfte und einem Aluminiummantel zur Leitung des elektrischen Stromes. Nachstehend erfolgt eine Beschreibung eines gängigen Freileitungstyps, welcher auf 380 kV- sowie 220 kV-Ebene Verwendung findet. Da sich die technischen Parameter gleichen, werden nur exemplarische Werte für 380 kV aufgeführt, wobei für diese Spannungsebene überwiegend zwei Stromkreise installiert werden.

Tabelle 3-9: Technische Kenngrößen konventioneller Freileitungen nach [Brakelmann 2004]

Typ	Einheit	AL/St 264-AL1/34-ST1A
Systemart		einfach
Spannung	kV	380
Stromtragfähigkeit [35°C; v=0,6m/s, t=75°C]	A	680
Bündelanzahl	#	4
Grenzleistung je Stromkreis	MVA	1700

Ein technologischer Fortschritt von Freileitungen ist in der Weiterentwicklung und dem Einsatz von neuen temperaturfesten Werkstoffen zu sehen [ET 2010]. Aufgrund der aggregierten Betrachtung werden neben konventionellen Freileitungen nur Technologien zur Hochspannungs-Gleichstromübertragung berücksichtigt.

3.5.2 Hochspannungs-Gleichstromübertragung

Die Technologie der Hochspannungs-Gleichstromübertragung (HGÜ) wird vorwiegend zur Übertragung hoher Leistungen über weite Strecken verwendet. Grundsätzlich wird hierbei zwischen einer Gleichstrom-Kurzkupplung GKK (back-to-back) und einer Fernübertragung unterschieden. Erstgenanntes wird häufig zur Verbindung asynchroner Verbände eingesetzt, wobei die Gleich- als auch Wechselrichtung innerhalb einer Station erfolgt. Fernübertragungen werden derzeit überwiegend als Point-to-point Hochspannungs-Gleichstromübertragung realisiert.

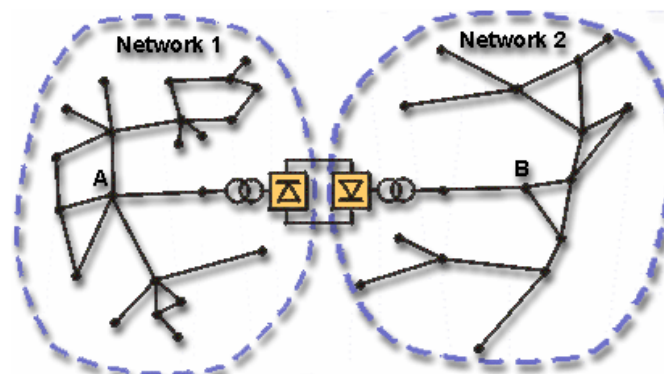


Abbildung 3-3: Prinzip einer Gleichstrom-Kurzkupplung GKK (Quelle: ABB)

Die Point-to-point Übertragung beschreibt einen direkten Transfer zwischen Stromrichterstationen, die bei Kabelausführung monopolar mit der Erde als Rückleiter realisiert wird. Freileitungen hingegen werden als bipolare Stromkreise errichtet.

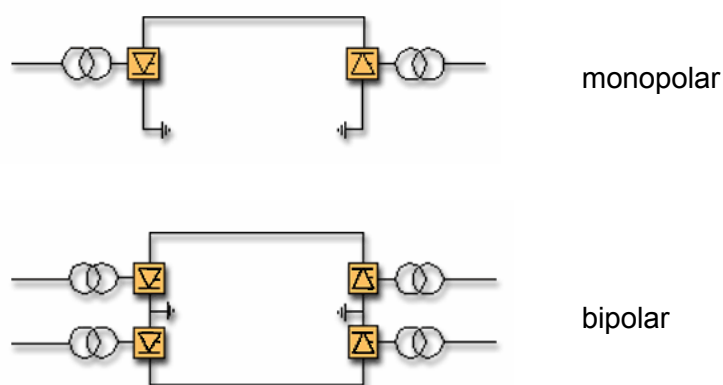


Abbildung 3-4: Prinzip einer Point-to-Point- Übertragung (monopolar und bipolar)

Grundsätzlich lassen sich heute zwei Technologien zur Transformation von Drehstrom in Gleichspannung unterscheiden, die sich zum einem in einer netzgeführten und zum anderen in einer selbstgeführten Betriebsweise einordnen lassen. Selbstgeführte, sogenannte Voltage Source Converter (VSC) werden mit IGBT's betrieben, die eine höhere Schaltfrequenz gegenüber konventioneller Technik erlauben. Konventionelle Einrichtungen sind heute mit

einer Leistung von bis zu 6000 MW pro Übertragung bei einer Gleichspannung von bis zu ± 800 kV verfügbar. Zukünftig kann mit einer steigenden Übertragungsleistung bei höherer Spannung gerechnet werden. Die für Querverbindungen erforderliche Multiterminal-Technik wird voraussichtlich bis 2020 nicht wirtschaftlich realisierbar sein [Dena 2005]. Zukünftige Entwicklungen zielen derzeit auf eine Reduktion der Übertragungsverluste durch Anhebung der Spannung sowie die gezielte Erweiterung des Leistungsbereichs netzgeführter HGÜ's, die sich gegenüber konventioneller Technik durch wesentliche Vorteile in der Flexibilität hinsichtlich der Blindleistungssteuerung auszeichnen.

Insgesamt werden derzeit ca. 60 GW Leistung mittels HGÜ-Technologie übertragen [CEPSI 2004]. Überbrückt werden dabei Distanzen von mehreren 1000 Kilometern. Damit stellt diese eine bereits ausgereifte Technologie dar, weshalb Weiterentwicklungen von Multi-Terminal Anbindungen sowie weitere umrichterbasierte Konzepte zur Beeinflussung von Lastflüssen in zukünftigen Netzen erwarten werden können. In Tabelle 3-10 und Tabelle 3-11 erfolgt eine Auflistung jeweiliger Komponenten sowie entsprechende ökonomische Kenngrößen einer HGÜ-Technologie mit 3 GW Übertragungsleistung und ± 600 kV Übertragungsspannung. Die nachstehenden Kenndaten bilden die Grundlage zur Bewertung der HGÜ-Technologie im Kontext des Projektes.

Tabelle 3-10: Technische Kenngrößen der Hochspannungsgleichstromübertragung

	Einheit	HGÜ - bipolar
Systemart		einfach
Spannung	kV	600
Grenzleistung je Stromkreis	MW	3200
Leitungsverluste Freileitung	%	0,0045
Leitungsverluste Kabel	%	0,0027
Stationsverluste	%	0,7

Tabelle 3-11: Ökonomische Kenngrößen der Hochspannungsgleichstromübertragung

HGÜ – bipolar	Einheit	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Kosten Freileitungen	€/km*MW	140	140	135	133	130	128	125	123	120
Kosten Erdkabel	€/km*MW	489	479	471	461	451	443	433	424	415
Kosten Unterseekabel	€/km*MW	975	975	938	919	900	881	863	844	825
Terminal	€/MW	100	95	90	87,5	85	82,5	80	77,5	75
Abschreibungszeitraum	a	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Zinssatz	%	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Wartungskosten	%	1	1	1	1	1	1	1	1	1

3.5.3 Verteilungsnetze

Mittelspannungsnetze werden üblicherweise als Ring, -Strang- oder Strahlennetz ausgeführt, wobei kaum eine Netzform dominiert, sondern vielmehr einer spezifischen Netzplanung – abhängig von der Versorgungsaufgabe – unterliegt. Analog erfolgt die Planung von Niederspannungsnetzen, wobei aufgrund von Kosten- sowie Qualitätsmerkmalen die vorzugsweise verwendete Netzform das Strahlennetz ist. Häufig werden die Verteilungsaufgaben innerhalb einer Mittelspannungsstruktur aufgrund einfacher Schutzkonzepte und geringer Kurzschlussleistungsbeanspruchung ebenfalls als Strahlennetz betrieben und bei Bedarf infolge einer Schalthandlung um- bzw. zusammenschaltet.

Die Niederspannungstransformatoren sind im Vergleich zu überlagerten Hochspannungstransformatoren nicht unter Last stufbar. Mit Blick auf zukünftige Verteilnetzstrukturen, versehen mit einer ausgedehnten Kommunikationsinfrastruktur und einem höheren Automatisierungsgrad, sind Veränderungen im Netzbetrieb zu erwarten, die unter anderem aufgrund automatischer Stufensteller an die variablen Lastflusssituationen anpassbar sind. Ein wesentlich flexiblerer Netzbetrieb ermöglicht unterdessen eine effizientere Auslastung des gesamten Systems und erfordert damit geringere Substitutionsaufwendungen bestehender Betriebsmittel. Eine kommunikationstechnische Aufwendung ist dem gegenüberzustellen.

Die folgende Tabelle gibt Aufschluss über die installierte Anzahl sowie Gesamtnennleistung von Transformatoren auf unterschiedlichen Spannungsebenen.

Tabelle 3-12: Installierte Anzahl sowie Gesamtnennleistung von Transformatoren in Deutschland

	MS/NS	HS/MS	HöS/HS
Anzahl Transformatoren	557.700	7.500	1.100
Nennleistung der Transformatoren [MVA]	268.200	26.000	311.000

Derzeit sind insbesondere automatische Stufensteller im Verteilungsnetz Gegenstand unterschiedlicher Forschungs- und Entwicklungsprojekte [Kester 2009], [Melnik 2009], [Vielhauer 2011]. Die Intention liegt darin, konventionelle Ortsnetzstationen durch weitere Komponenten nachzurüsten oder diese durch neuartige Konzepte, sogenannte intelligente Ortsnetzstationen, zu ersetzen. Hierzu zählen derzeit die stufenlose Anpassung des Wicklungsverhältnisses sowie umrichtergekoppelte Speicherlösungen. Eine stufenlose Spannungsregelung kann mithilfe leistungselektronischer Komponenten realisiert werden, die konventionelle Transformatorwicklungen ersetzen sollen (Solid-State-Transformer). Hierzu sind erste Patente bereits 1999 von ABB eingereicht worden [Sudhoff 1998]. Aufgrund der sehr hohen Anzahl der konventionell auf Verteilungsebene betriebenen Transformatoren (s. Tabelle oben) wird die Entwicklung vielmehr in den Betriebsführungsstrategien netztechnischer Komponenten (z. B. automatische Stufensteller im Verteilungsnetz) als auch in der Anlagenbetriebsführung gesehen. Aufgrund der derzeit laufenden Forschungsprojekte zu diesem Thema wird in diesem Rahmen eine Anpassung der Anlagenbetriebsführung fokussiert und zusammen mit einem konventionellen Netzbetrieb betrachtet.

Tabelle 3-13: Technische Kenndaten elektrischer Betriebsmittel in Verteilnetzen

Betriebsmittelkenndaten	Einheit	2010
16 kA Schaltfeld (20/10 kV)		
Nennstrom	[A]	1250
Kurzschlussstrom	[kA]	16
N2XS2Y 1*240 (20/10 kV) – Kabel		
Widerstandsbelag R'	[mΩ/km]	75
Reaktanzbelag X'	[mΩ/km]	111
Kapazitätsbelag zwischen den Leitern C'	[nF/km]	300
Isolationsleitwertbelag zwischen den Leitern G'	[nS/km]	250
maximale Strombelastbarkeit I _{max}		530
NA2XS2Y 1*240 (20/10kV) – Kabel		
Widerstandsbelag R'	[mΩ/km]	125
Reaktanzbelag X'	[mΩ/km]	111
Kapazitätsbelag zwischen den Leitern C'	[nF/km]	300
Isolationsleitwertbelag zwischen den Leitern G'	[nS/km]	250
maximale Strombelastbarkeit I _{max}	[A]	420

NA2XS2Y 1*185 (20/10 kV) – Kabel		
Widerstandsbelag R'	[m Ω /km]	200
Reaktanzbelag X'	[m Ω /km]	120
Kapazitätsbelag zwischen den Leitern C'	[nF/km]	250
Isolationsleitwertbelag zwischen den Leitern G'	[nS/km]	250
maximale Strombelastbarkeit I_{\max}	[A]	360
Ortsnetzstation inkl. Transformator 400 – 630 kVA		
Spannung primärseitig (Nennlast) U_p	[kV]	22,5
Spannung sekundärseitig (Nennlast) U_s	[kV]	0,4
Kurzschlussspannung des Transformators U_k	[%]	5

4 Stromverbrauch und Marktentwicklung der Fahrzeuge mit elektrischem Antrieb

Für die Analyse des Einflusses von Elektrofahrzeugen auf das zukünftige Versorgungssystem bedarf es einer detaillierten Betrachtung des Ladeverhaltens dieser Fahrzeuge. Hierzu sind sowohl die Zeitpunkte der Netzkontakte als auch die beim Laden erforderliche Leistung und Energie von entscheidender Bedeutung. Neben der Untersuchung der Ladezeitpunkte ist also auch die absolute Anzahl der angeschlossenen Fahrzeuge von Interesse. Alle Untersuchungen bauen hierbei auf den Ergebnissen der vorangegangenen Arbeitspakete auf.

Um zeitlich aufgelöste Fahrzeug-Betriebs- und Nutzerprofile zu generieren, wurde eine Methode entwickelt, welche die systematische Auswertung der vorhandenen Datenbasis „Mobilität in Deutschland“ [MiD 2008] ermöglicht und so den Strombedarf der in Abschnitt 4.2 identifizierten und im Sinne der Verbrauchssimulation ausgelegten Fahrzeuge analysiert. In Abschnitt 4.1 sind zunächst Ergebnisse der Batteriesimulationen gezeigt, die für die Ableitung des Batteriemoduls in den Simulationen verwendet wurden.

Für die Ermittlung der absoluten Höhe der Stromnachfrage von Elektrofahrzeugen ist neben der Identifikation der Nutzungsprofile die Bestimmung von Fahrzeugszenarien erforderlich. Hierzu wurde das am DLR erarbeitete Marktsimulationsmodell *VECTOR21* weiterentwickelt und an die neuen Anforderungen angepasst. In diesem Modell wird die Entwicklung des Neufahrzeugmarktes ausgehend von den technisch-ökonomischen Entwicklungspfaden der Fahrzeugkonzepte einerseits sowie der Kundenanforderungen und Kaufentscheidungen andererseits, getrieben durch die individuellen Kosten der Mobilität (total costs of ownership) bis zum Jahr 2050 simuliert. Mit Hilfe des Simulationsmodells wurden zwei unterschiedliche Szenarien der Entwicklung der Zusammensetzung der deutschen Neufahrzeugflotte berechnet.

4.1 Batteriesimulationen (FhG ISE)

Für die Modellierung der Batterie, als Grundlage zur Festlegung des Batteriemoduls für die Fahrzeugsimulation in Abschnitt 4.2, wurden drei verschiedene Technologien berücksichtigt:

- $\text{LiNi}_x\text{Mn}_y\text{Co}_z\text{O}_2$ / Graphit (NMC)
- LiFePO_4 / Graphit (LiFePO_4)
- LiCoO_2 / Titanat (Titanat)

NMC-basierte Batterien sind ein Kompromiss zwischen verschiedenen gängigen Elektrodenmaterialien in Hinblick auf Sicherheit, Kapazität, Leistung und Zyklenstabilität. Sie sind für einen großen Anwendungsbereich verfügbar, von der kleinen Laptopzelle bis hin zur großen Traktionsbatterie.

Batterien, welche auf LiFePO_4 basieren, zeigen deutlich verbesserte Sicherheitscharakteristiken. Zudem haben sie eine bessere Zyklenlebensdauer und können auch recht hohe Leistungen liefern. Die flache Leerlaufspannungskurve und der geringe Innenwiderstand erlauben eine schnelle Beladung der Batterie, verglichen zum Beispiel zu konventionellen NMC-basierten Batterien.

Tabelle 4-1: Technische Daten der modellierten Batterien

Parameter	LiFePO ₄	NMC	Titanat
Nennkapazität [Ah]	2.3	2.45	0.135
Nennspannung [V]	3.3	3.6	2.3
Ladeschlussspannung [V]	3.6	4.2	2.8
Entladeschlussspannung [V]	2.0	2.5	1.8

Den Titanat-basierten Batterien werden die höchsten potentiellen Lebensdauern nachgesagt und sie haben die höchsten zu erwartenden Lebensdauern. Zudem können sie in einem weiten Temperaturbereich betrieben werden und sind in der Lage, hohe Leistungen zu liefern.

Aufgrund der Verfügbarkeit wurden kleine Zellen im Labor getestet. Weil das elektrische Verhalten nicht durch die Größe bestimmt ist, sondern durch die Zellchemie und die Designparameter der Zelle, wie das Verhältnis von aktivem Material zu Ableitern, können die Ergebnisse in guter Näherung auf große Batterien für elektromobile Anwendungen übertragen werden. Die technischen Daten der Batterien finden sich in Tabelle 4-1.

4.1.1 Modellierungsansatz

Impedanzmodelle sind weit verbreitet, um Lithium-Ionen-Batterien zu simulieren. Sie reichen von Modellen aus Innenwiderstand und Spannungsquellen bis hin zu Modellen, welche über Impedanzspektroskopie in der Lage sind, die Dynamiken von Doppelschicht und Diffusion zu berücksichtigen.

Bei Modellen, welche auf Impedanzspektroskopie basieren, ergibt sich ein hoher Parametrier- und Messaufwand. Unter anderem aus diesen Gründen werden bei diesen Modellen dann oft Temperatureffekte vernachlässigt. Weil die Temperatur jedoch einen wesentlichen Einfluss auf die Effizienz und die verfügbare Kapazität hat, kann man sie nicht vernachlässigen, wenn man Fahrzyklen bei einem Elektrofahrzeug simuliert. Daher wurde ein quasistationärer Ansatz aus Spannungsquelle und ohmschen Innenwiderstand für die Simulationen gewählt. Bei dem ohmschen Innenwiderstand werden Temperatur-, Ladezustands- und Stromeffekte berücksichtigt.

Das Modell besteht aus drei Gleichungen, welche die Leerlaufspannung (U_0), den Innenwiderstand im Falle einer Ladung (R_{cha}) und den Innenwiderstand im Falle einer Entladung (R_{dis}) berücksichtigen:

$$U_0 = f_1(SOC, T_{AMB}) \quad (1)$$

$$R_{cha} = f_2(SOC, T_{AMB}, I_{BAT}) \quad (2)$$

$$R_{dis} = f_3(SOC, T_{AMB}, I_{BAT}) \quad (3)$$

Die Leerlaufspannung ist abhängig vom Ladezustand und der Umgebungstemperatur. Der Innenwiderstand hängt von Ladezustand, Temperatur und von der Stromstärke ab. Das vorgestellte Modell lässt sich durch das Ersatzschaltbild in Abbildung 4-1 darstellen und bildet sowohl Lade- als auch Entladeverhalten ab. Die Klemmenspannung ergibt sich aus der Leerlaufspannung und den ohmschen Verlusten am Innenwiderstand.

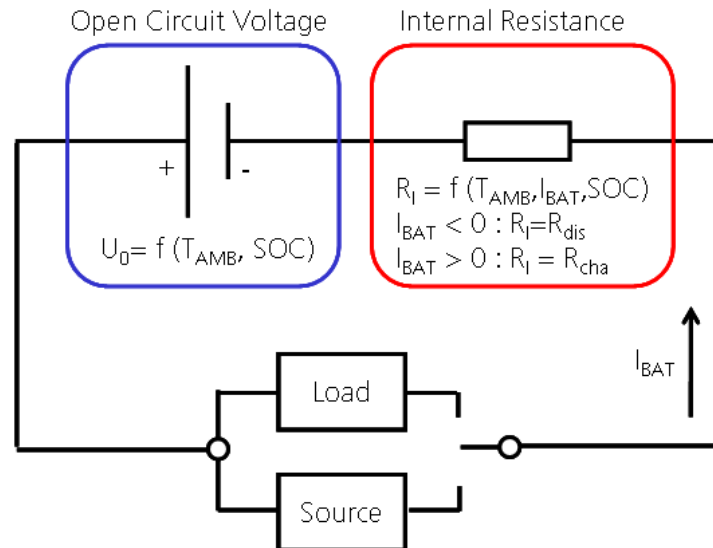


Abbildung 4-1: Ersatzschaltbildmodell – Beeinflussung der Leerlaufspannung durch Ladezustand und Temperatur und des Innenwiderstands zusätzlich durch den Batteriestrom

4.1.2 Parameterschätzung

Für die Batteriemodellierung werden Puls- und Entladeströme genutzt, um die Bestimmung sowohl der Leerlaufspannungskurve als auch der Werte für den Innenwiderstand durchzuführen. Ein solcher Pulstest ist in Abbildung 4-2 dargestellt. Die Tests beginnen mit einem Kapazitätstest gefolgt von einer Vollladung. Nach der Vollladung beginnt der eigentliche Pulstest. Die kleinen Grafiken innerhalb des Bildes skizzieren die Spannungsantworten bei einem Entladepuls links und einem Ladepuls rechts.

Die Messung liefert Ergebnisse für einen festgelegten Strom bei einer Temperatur für alle gewünschten Ladezustände. Um die Innenwiderstände bei anderen Strömen und Temperaturen zu bestimmen, sind mehrere Durchläufe notwendig. Dieses Vorgehen hat verschiedene Vorteile. Zum einen benötigt man nur eine vergleichsweise einfache Messausrüstung und daher können Messungen parallelisiert werden. Zum anderen können Leerlaufspannung und Innenwiderstand in einem Schritt bestimmt werden. Der korrekte Innenwiderstandswert kann dann aus dem sich einstellenden quasistationären Wert bestimmt werden. Die resultierenden Werte werden dann genutzt, um die obigen Modellgleichungen anzupassen.

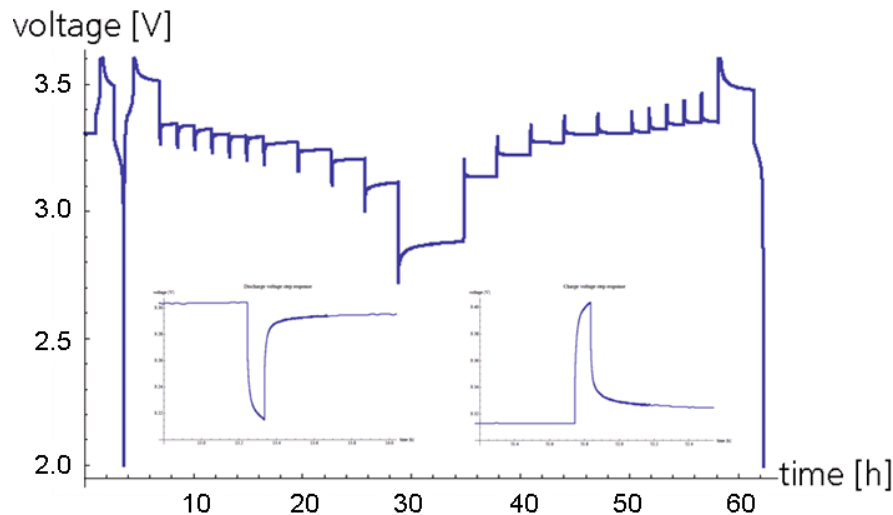


Abbildung 4-2: Pulstest zur Bestimmung des Innenwiderstand und der Leerlaufspannung der Batterie

Abbildung 4-3 zeigt ein Beispiel für eine Funktion, welche sich aus den Messungen und der Parameterabschätzung ergibt. Die Leerlaufspannung für eine NMC-basierte Batterie hat eine starke Abhängigkeit vom Ladezustand und eine fast vernachlässigbare Abhängigkeit von der Temperatur. Ähnliche Funktionen ergeben sich für die verbleibenden Parameter und Batterien.

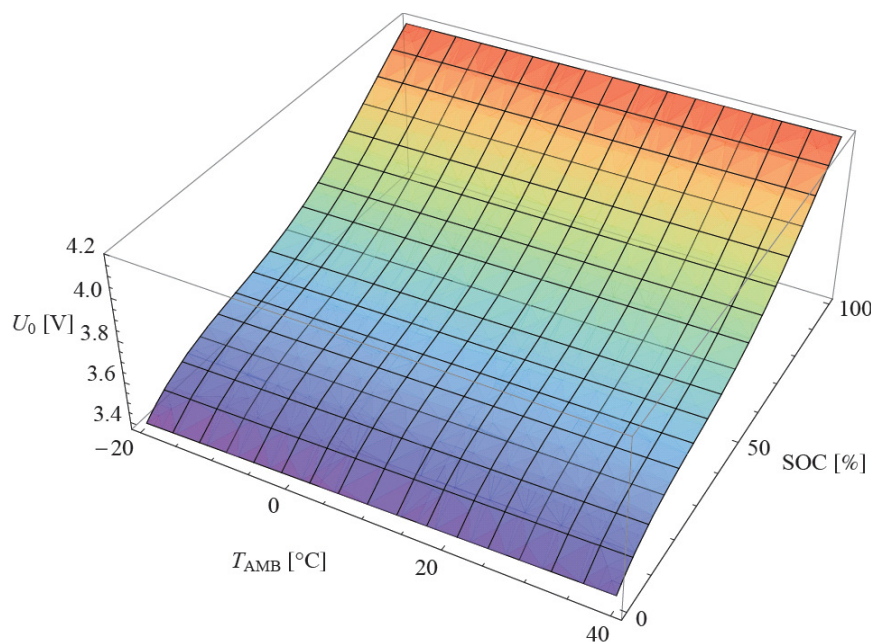


Abbildung 4-3: Modellierter Leerlaufspannung für eine NMC-basierte Batterie abhängig von der Umgebungstemperatur und dem Ladezustand

4.1.3 Validierung des Modells

Zur Validierung des Batteriemodells wurden die Batterien mit Stromprofilen ähnlich denen beim Einsatz von Elektrofahrzeugen beaufschlagt. Dies führt zu hochdynamischen Entladeprozessen und vergleichsweise konstanten Ladephasen, außer es wird gerade rekupe-riert.

Ein Temperaturprofil im Bereich von $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ bis $40\text{ }^{\circ}\text{C}$ wurde dem Stromprofil überlagert. Die sich ergebende Spannungsantwort ist im Vergleich zum Simulationsergebnis in Abbildung 4-4 dargestellt.

Es können hohe Abweichungen vor allem zu Beginn von Ruhephasen auftreten, da das Modell sofort in den stationären Zustand übergeht und die Diffusionsvorgänge in der Batterie nicht abbildet. Diese Fehler (s. Tabelle 4-2) bei der Spannungsantwort sind allerdings vernachlässigbar, da kein Strom fließt und so weder Effizienz noch Kapazität der Batterien beeinflusst werden.

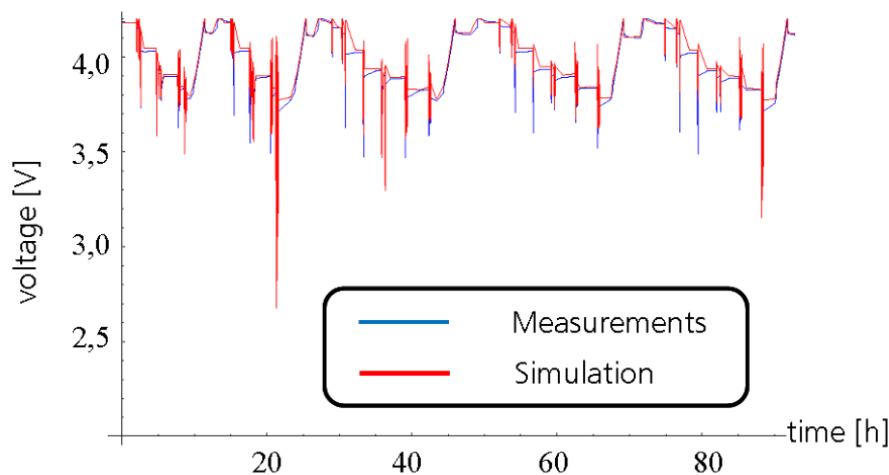


Abbildung 4-4: Validierungsprofil für eine NMC-basierte Batterie – hohe Korrektheit des Modells trotz variabler Temperaturen innerhalb der Grenzen eines quasistationären Modells

Für die Titanat-basierte Batterie war die korrekte Parametrisierung schwieriger aufgrund deutlich höherer Innenwiderstände der spezifischen Batterie. Bei NMC- und LiFePO_4 -basierten Batterien sind die sich ergebenden Fehler sehr niedrig.

Tabelle 4-2: Fehlerwerte für die Validierung der drei Modelle

Parameter	LiFePO_4	NMC	Titanat
Mittlerer absoluter Fehler [mV]	32,5	26,3	52,0
Mittlerer relativer Fehler [%]	0,98	0,68	2,01
Maximaler absoluter Fehler [V]	0,37	0,60	0,52
Maximaler relativer Fehler [%]	11,3	18,2	20,2

Die Batteriemodelle dienen dazu, den Einfluss der jeweiligen Zellchemie auf die Auslegung des Fahrzeugs in der Simulation abschätzen zu können. So ergeben sich je nach Batterietyp zum Beispiel aufgrund des veränderten Gewichts oder Innenwiderstands unterschiedliche benötigte Batteriekapazitäten. Das hat wiederum Einfluss auf das Fahrzeuggewicht, die Fahrzeugauslegung und schließlich den Energieverbrauch des Fahrzeugs. Um dies auch jahreszeitanhängig machen zu können, wurde in den hier beschriebenen Batteriesimulationen auch die Temperatur als Einflussfaktor auf den Innenwiderstand und die Batteriekapazität berücksichtigt.

4.2 Systemmodell für elektrisch betriebene Fahrzeuge (DLR FK)

4.2.1 Modell zur Fahrzeugsimulation

Im folgenden Abschnitt werden zunächst die Annahmen zur Festlegung plausibler Fahrzeugkonzepte als Grundlage der Simulation des Stromverbrauchs elektrisch angetriebener Fahrzeuge dargestellt. Schwerpunkte der Arbeiten sind die Auslegung der Antriebskonzepte für unterschiedliche Fahrzeugsegmente sowie die Fahrleistungen und elektrischen Reichweiten, welche die Fahrzeuge leisten sollen. Neben der im vorangehenden Abschnitt untersuchten Batterietechnik sind die zudem zu berücksichtigenden Aspekte elektrischer Antrieb, Range-Extender, Fahrwiderstände, Nebenaggregate und Fahrzyklen zu untersuchen. Die unterschiedlichen Fahrzeugcharakteristika werden im Folgenden näher beschrieben.

Die Simulationsmodelle, mit denen die Untersuchungen der Fahrzeugarchitekturen durchgeführt wurden, basieren auf der vom DLR-Institut für Fahrzeugkonzepte entwickelten Modelica-Bibliothek „AlternativeVehicles“. Modelica ist eine offene, objekt-orientierte Modellierungssprache, die insbesondere für die Modellierung komplexer physikalischer Systeme bestehend aus Komponenten verschiedener physikalischer Disziplinen, z. B. mechanisch, elektrisch, thermisch, hydraulisch und regelungstechnisch, geeignet ist. Im Gegensatz zur signalorientierten Modellierung in Matlab/Simulink erfolgt die Modellierung in Modelica gleichungsbasiert und die Modelle können aus Differentialgleichungen, algebraischen oder diskreten Gleichungen und deren Kombinationen bestehen. Die Modellierung von Steuerungen und Regelungen kann als Blockschaltbild erfolgen.

Für jede der verschiedenen physikalischen Domänen existieren in Modelica spezielle Konnektoren, die typischerweise über eine Potenzial- und eine Flussvariable verfügen, z. B. Spannung und Strom im elektrischen Konnektor. Durch die Verwendung dieser Konnektoren sind Teilmodelle in sich physikalisch konsistent, das endgültige Gleichungssystem wird basierend auf den Verbindungen zwischen den verschiedenen Teilkomponenten automatisch erstellt. Die Implementierung der Modelle kann sowohl grafisch als auch textbasiert erfolgen. Abbildung 4-5 zeigt beispielhaft das Modell eines Range-Extender-Fahrzeugs mit den Hauptkomponenten Verbrennungsmotor, Generator, Elektromotor, Batterie und Chassis. Die Fahrzyklen werden im Fahrermodell hinterlegt, die Betriebsstrategie für die Antriebskomponenten in der Control Unit. Die blauen Linien zwischen Batterie und Generator / Elektromotor stellen elektrische Verbindungen dar, während die grauen Linien zwischen Verbrennungsmotor und Generator bzw. zwischen Elektromotor und Antriebsstrang mechanische Verbindungen darstellen. Modelica erlaubt darüber hinaus auch die Verwendung von erweiterbaren Konnektoren, die hier im Modell als Systembus in Gelb dargestellt sind. Die Signale dieses Busses können in jeder verbundenen Komponente gesetzt bzw. gelesen werden.

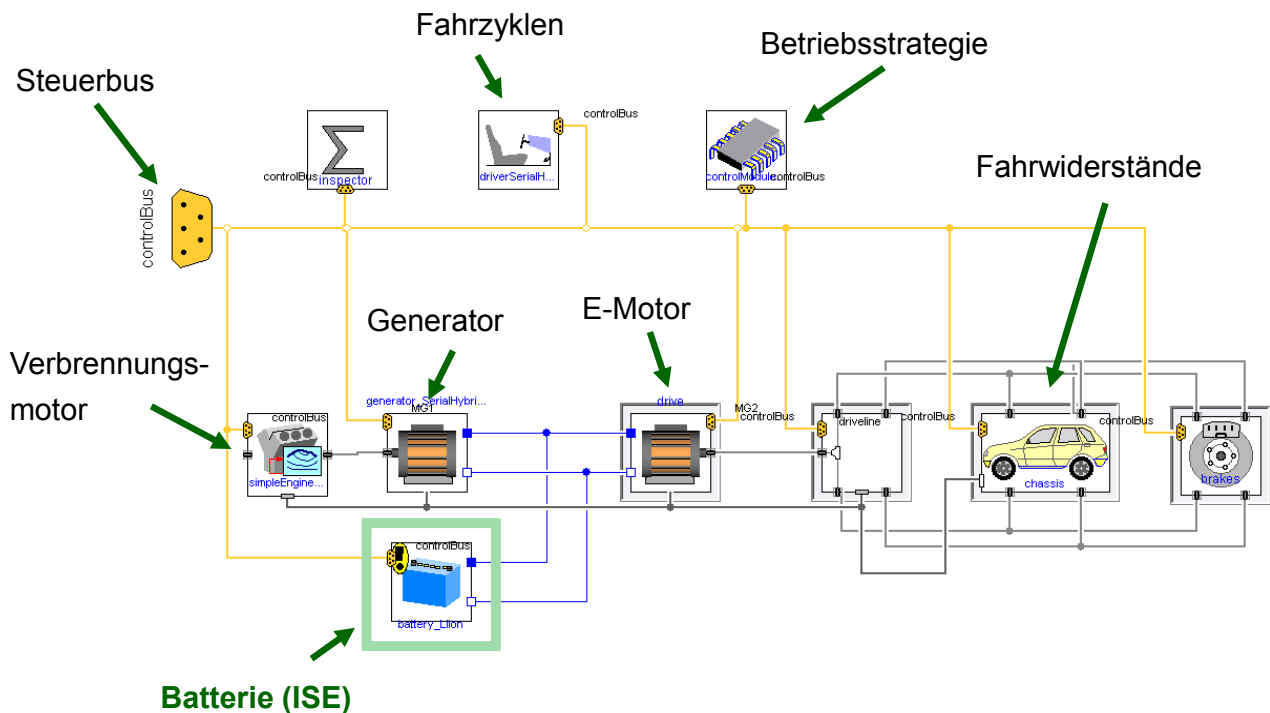


Abbildung 4-5: Modellierung der Fahrzeuge, Beispiel: Range Extender

Die Modelica-Bibliothek AlternativeVehicles wurde entwickelt, um alternative Antriebssysteme hinsichtlich Effizienz, Energiebedarf und Fahrleistung zu analysieren. Darüber hinaus kann auch der Einfluss einzelner Teilkomponenten, z. B. Energiespeicher und Elektromotor, auf das Fahrzeugenergiesystem untersucht werden. Die AlternativeVehicles Bibliothek enthält bereits viele Komponenten alternativer Antriebskonzepte, z. B. Energiespeicher, Elektromotoren, Umrichter, Brennstoffzellen usw. Außerdem enthält sie bereits fertig implementierte Fahrzeugarchitekturen von konventionellen Diesel- und Ottofahrzeugen, Batterie-, Brennstoffzellen- und RangeExtender-Hybridfahrzeugen. Da die AlternativeVehicles-Bibliothek auf der frei verfügbaren VehicleInterfaces-Bibliothek basiert, sind die Schnittstellen der Modelle definiert und der Austausch durch Modelle aus anderen Bibliotheken, wie zum Beispiel der vom DLR-Institut für Robotik und Mechatronik entwickelten PowerTrain-Bibliothek, ist einfach durchführbar.

Abbildung 4-6 zeigt das Modell der elektrischen Maschine aus der AlternativeVehicles-Bibliothek. Als äußere Schnittstellen dienen die elektrischen Anschlüsse, die mechanische Kopplung, der Systembus und eine rot dargestellte thermische Schnittstelle. Das Modell der elektrischen Maschine ist kennfeldbasiert, d. h. die Verluste bei der Umwandlung elektrischer in mechanische Energie (oder mechanische in elektrische Energie im Generatorbetrieb) werden vom Benutzer mit Hilfe eines Kennfeldes in Abhängigkeit von Drehzahl und Drehmoment vorgegeben.

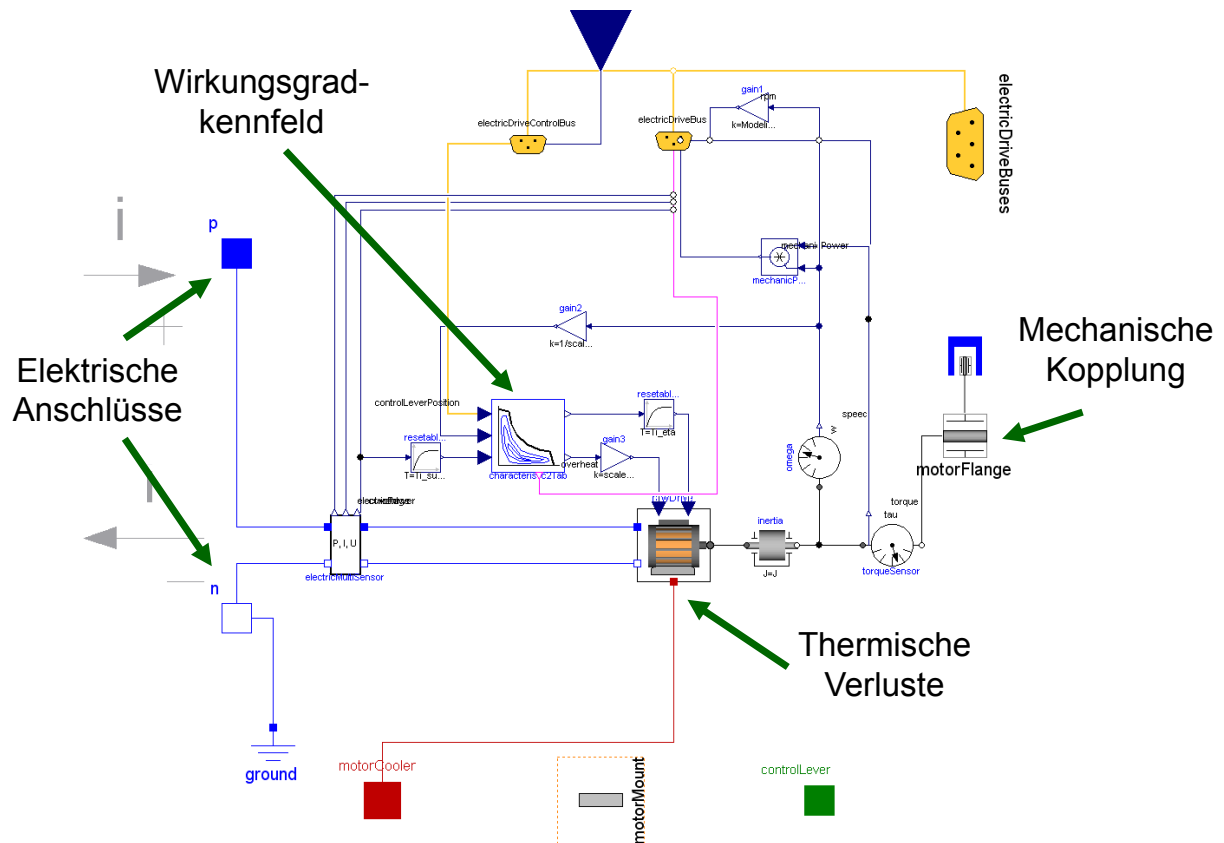


Abbildung 4-6: Modellierung der Fahrzeuge, Beispiel: Elektrische Maschine

Abbildung 4-7 zeigt die generelle Vorgehensweise bei den Simulationen der verschiedenen Fahrzeugkonzepte. Basierend auf den im Folgenden dargestellten Fahrzeugauslegungen wurden die Fahrzeugmodelle parametrisiert und erste Simulationen durchgeführt. Abhängig von den gewonnenen Ergebnissen wurde die Auslegung der elektrischen Maschine und der Batteriekapazität angepasst, um die geforderten Eigenschaften wie Fahrleistungen und Reichweite realisieren zu können. Mit den angepassten Parametersätzen wurden als Ergebnis der Energiebedarf und die Reichweite an Arbeitspaket 4.3 und 4.4 übergeben. Insgesamt wurden 240 Simulationsläufe durchgeführt, dabei wurden drei Fahrzeugsegmente (Klein, Mittel und Groß), fünf Stützjahre (2010, 2020, 2030, 2040, 2050), vier Antriebskonzepte (BEV (Vollelektrofahrzeug), Hybridfahrzeuge REV (Range-Extender-Fahrzeug = serieller Hybrid) und PHEV (Plug-in-Hybrid = paralleler Hybrid) in cd (elektrischer Betrieb) und in cs (Hybridbetrieb), FCV (Brennstoffzellenfahrzeug)) und vier Fahrzyklen (Artemis Urban, Road, Motorway und NEFZ) betrachtet. Zusätzlich wurde der Einfluss von Temperatur und Zellchemie untersucht.

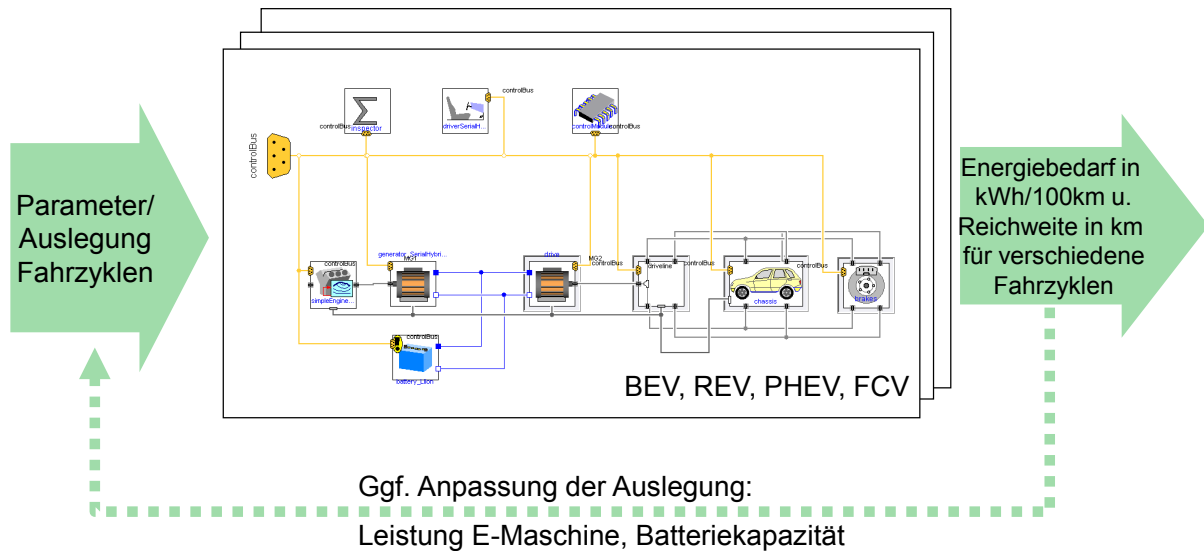


Abbildung 4-7: Vorgehensweise zur Fahrzeugsimulation mit Dymola

4.2.2 Eingangsdaten

In Abbildung 4-8 sind die Annahmen zur Höchstgeschwindigkeit der Fahrzeugkonzepte nach Segment und mit unterschiedlichen Daten für 2010 und 2050 dargestellt. Die angesetzten Fahrleistungen sind vergleichbar zu den heutigen Fahrzeugen, d. h. es wurde kein Mobilitäts-Verzicht angenommen. Die Höchstgeschwindigkeiten werden unabhängig von Szenario und Referenzjahr angesetzt.

Fahrzeug	Klein		Mittel		Groß	
	2010	2050	2010	2050	2010	2050
BEV	120		140		160	
REV	120 ^{cd} / 110 ^{cs}		140 ^{cd} / 130 ^{cs}		160 ^{cd} / 150 ^{cs}	
PHEV	80 ^{cd} / 150 ^{cs}		80 ^{cd} / 180 ^{cs}		80 ^{cd} / 220 ^{cs}	
FCV	150		180		200	

Abbildung 4-8: Datenannahmen zur Auslegung der Fahrzeuge – Höchstgeschwindigkeit

cd: charge depleting – rein elektrisches Fahren

cs: charge sustaining – im verbrennungsmotorischen bzw. Hybridbetrieb

In Abbildung 4-9 sind die Annahmen für die Beschleunigung der Fahrzeuge dargestellt. Die Beschleunigungen sind hierbei den Endgeschwindigkeiten angepasst und unabhängig von Szenario und Referenzjahr.

Fahrzeug	Klein		Mittel		Groß	
	2010	2050	2010	2050	2010	2050
BEV	18		14		12	
REV	18		14		12	
PHEV	14		12		10	
FCV	14		12		10	

Abbildung 4-9: Datenannahmen zur Auslegung der Fahrzeuge – Beschleunigung (0-100 km/h)

Abbildung 4-10 zeigt die von Szenario und Referenzjahr abhängigen Annahmen zur elektrischen Reichweite der Fahrzeuge. Im „Basis-Szenario“ erfolgt die Annahme, dass technische Verbesserungen des Fahrzeugs bei der Batterie vor allem zu Kostenreduktionen führen und dabei die elektrische Reichweite konstant bleibt. Im optimistischen „Max-Szenario“ führen die technischen Entwicklungen des Fahrzeugs auch zur Erhöhung der elektrischen Reichweite.

Fahrzeugsegment	Einheit	BEV		REV		PHEV		FCV	
		2010	2050	2010	2050	2010	2050	2010	2050
Basis-Szenario									
Klein	km	120		70		15		500	
Mittel	km	160		70		15		500	
Groß	km	200		70		15		500	
Max-Szenario									
Klein	km	120	180	70	100	15	30	500	
Mittel	km	160	240	70	100	15	30	500	
Groß	km	200	300	70	100	15	30	500	

Abbildung 4-10: Datenannahmen zur Auslegung der Fahrzeuge – elektrische Reichweiten im NEFZ ohne Nebenverbraucher

Abbildung 4-11 zeigt die Annahmen zur Entwicklung der Batterien für den betrachteten Zeitraum bis 2050. Im Szenario „Normal“ wird von einer kontinuierlichen Weiterentwicklung der Batterietechnologie wie oben beschrieben ausgegangen, während das Szenario „Technologiewechsel“ einen stärkeren Anstieg der Energiedichte aufgrund des Einsatzes neuer Batterietypen vorsieht.

Szenario	Parameter	Einheit	2010	2020	2030	2040	2050
Normal	Energiedichte Zelle	Wh/kg	120	180	230	240	250
	Masseaufschlag Pack	[%]	50	45	40	35	30
	Nutzbare Kapazität *	[%]			55 / 85		
	Energiedichte Pack	Wh/kg	80	124	164	178	192
Technologie- wechsel	Energiedichte Zelle	Wh/kg	120	180	230	350	400
	Masseaufschlag Pack	[%]	50	45	40	20	15
	Nutzbare Kapazität *	[%]			55 / 85		
	Energiedichte Pack	Wh/kg	80	124	164	292	348

Abbildung 4-11: Datenannahmen zur Auslegung der Fahrzeuge – Entwicklung der Batterie

(*) für EREV / BEV

Abbildung 4-12 zeigt die Annahmen zur Entwicklung des Luftwiderstandsbeiwerts c_w und der Fahrzeugquerschnittsfläche A . Für den Luftwiderstand werden kontinuierliche Verbesserungen bis 2030 und danach ein gleichbleibendes Niveau angenommen, die Querschnittsfläche bleibt konstant, da auch bei zukünftigen Fahrzeugen von keiner anderen Sitzanordnung ausgegangen wird und daher die äußeren Abmessungen gleich bleiben.

Luftwiderstandsbeiwert c_w

Segment	Einheit	2010	2020	2030	2040	2050
Klein	-	0,31	0,28	0,25	0,25	0,25
Mittel	-	0,28	0,25	0,22	0,22	0,22
Groß	-	0,26	0,23	0,21	0,21	0,21

Querschnittsfläche A

Segment	Einheit	2010	2020	2030	2040	2050
Klein	m ²			2,0		
Mittel	m ²			2,2		
Groß	m ²			2,4		

Abbildung 4-12: Datenannahmen zur Auslegung der Fahrzeuge – Entwicklung des Luftwiderstandes ($c_w \times A$)

Beim Rollwiderstand und der Fahrzeugmasse (Abbildung 4-13) wird ebenfalls angenommen, dass ab 2030 bzw. 2040 die Sättigung erreicht wird und dann keine weiteren Veränderungen dieser Parameter mehr auftreten.

Rollwiderstand k_{r0}

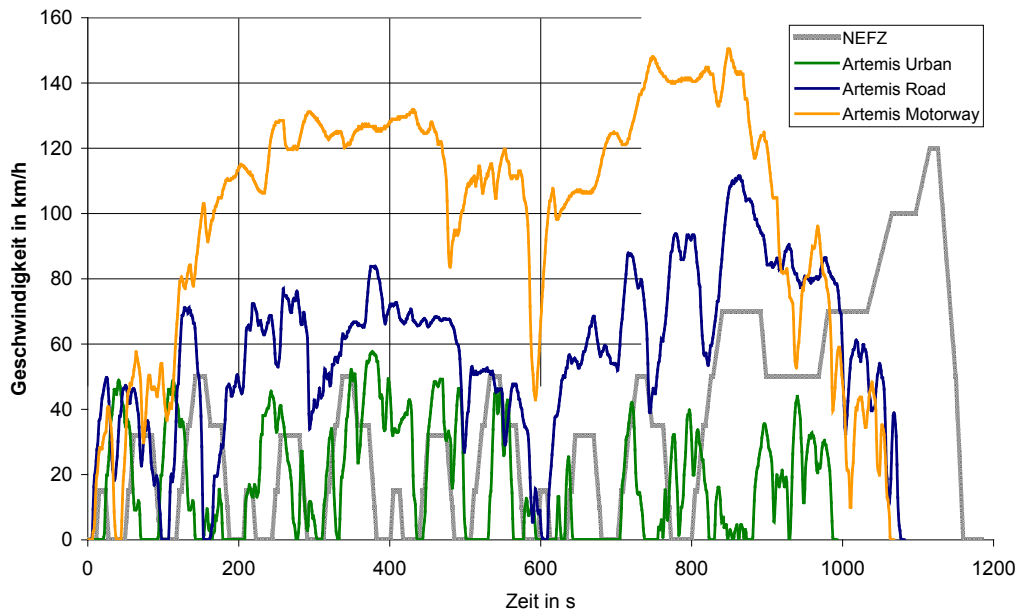
Segment	Einheit	2010	2020	2030	2040	2050
Klein	-	0,01	0,009	0,008	0,008	0,008
Mittel	-	0,01	0,009	0,008	0,008	0,008
Groß	-	0,01	0,009	0,008	0,008	0,008

Leichtbaupotenzial

Segment	Einheit	2010	2020	2030	2040	2050
Klein	kg	1050	-40	-90	-140	-140
Mittel	kg	1340	-50	-120	-175	-175
Groß	kg	1650	-65	-140	-220	-220

Abbildung 4-13: Datenannahmen zur Auslegung der Fahrzeuge – Entwicklung des Rollwiderstands und der Fahrzeugmasse

Die Berechnung des Energiebedarfs und der Reichweiten erfolgt auf Basis von Standardfahrzyklen. Im Rahmen der Simulationen wurden die Fahrzyklen Neuer Europäischer Fahrzyklus (NEFZ), Artemis Urban, Artemis Road und Artemis Motorway (s. Abbildung 4-14) betrachtet. Der in grau dargestellte NEFZ wird in der EU als Standardzyklus für die Verbrauchs- und Emissionsmessung eingesetzt. Es ist ein synthetischer Fahrzyklus, der über eine geringe Dynamik sowie niedrige Beschleunigungs- und Verzögerungswerte verfügt. Die drei Artemis-Zyklen entsprechen dagegen realen Anforderungen und weisen daher eine größere Dynamik auf. Der Artemis Urban-Zyklus repräsentiert innerstädtische Fahrten mit Maximalgeschwindigkeiten bis annähernd 60 km/h. Für Überlandfahrten wird der Artemis Road-Zyklus mit Geschwindigkeiten bis etwa 110 km/h eingesetzt, und der Artemis Motorway Zyklus repräsentiert Autobahnfahrten mit Spitzengeschwindigkeiten bis 150 km/h.



Zyklus	Dauer in s	Strecke in m	Mittlere Geschwindigkeit in km/h	Höchstgeschwindigkeit in km/h
NEFZ	1180	11007	33,6	120
Artemis Urban	920	4472	17,5	57
Artemis Road	1081	17272	57,5	111
Artemis Motorway	1067	29545	99,7	150

Abbildung 4-14: Fahrzyklen zur Reichweiten- und Energiebedarfsberechnung

NEFZ=Neuer Europäischer Fahrzyklus: Innerorts, Außerorts, Kombiniert, Kombiniert + Nebenverbraucher

Artemis: Urban Road, Motorway, Kombiniert*, Kombiniert* + Nebenverbraucher (* Urban 26%, Road 45%, Motorway 29%)

Für die rein elektrischen Fahrzeuge wurde der Reichweitenverlust berechnet, der durch die Nutzung der Nebenaggregate in den gezeigten Fahrzyklen entsteht. Basis für den Vergleich bildet ein Batteriefahrzeug mit einer Masse von 1750 kg und einer Batteriekapazität von 46 kWh. Bei einer Nebenaggregateleistung von 4 kW reduziert sich die Reichweite je nach Fahrzyklus zwischen 15 und 63 % (Abbildung 4-15). Der Reichweitenverlust durch die Nebenaggregate ist umso größer, je geringer die Durchschnittsgeschwindigkeit des Fahrzyklus' ist.

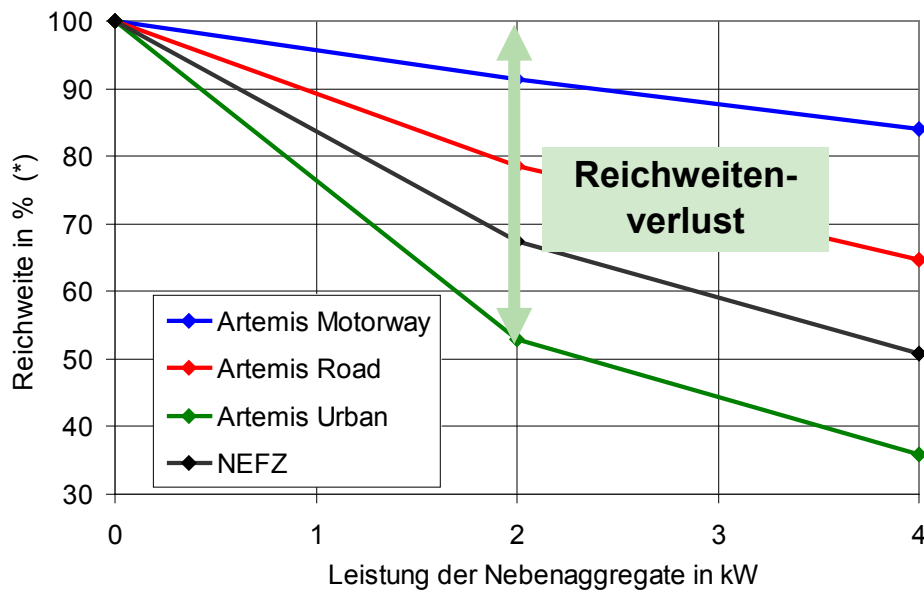


Abbildung 4-15: Einfluss und Berücksichtigung der Nebenaggregate im Batteriefahrzeug

(*) Referenzfahrzeug: Batteriefahrzeug 1750 kg, Batteriekapazität 46 kWh, Energiedichte 80 Wh/kg

Die Ergebnisse der Fahrzeugsimulationen mit Dymola sind so, wie sie für die Berechnung der Nutzungsprofile und in der Flottensimulation verwendet werden, in Abschnitt 4.3 in der Tabelle 4-3 für batterieelektrische Fahrzeuge (BEV) und Fahrzeuge mit Range-Extender (Hybride) dargestellt. Im Folgenden wurde bei einer langfristigen Betrachtung der Elektromobilität davon ausgegangen und auch in den Arbeiten zum Abschnitt 4.4 bestätigt, dass sich neben rein batterieelektrischen Fahrzeugen vor allem die Range-Extender-Fahrzeuge im Markt und in der Flotte durchsetzen und die in diesem Abschnitt mit untersuchten parallelen Hybride – unter Voraussetzung der hier angenommenen Auslegung und der Prämisse eines möglichst hohen Anteils des Elektroantriebs – sich langfristig nicht auf dem Markt behaupten werden. In den nachfolgend dargestellten Arbeiten für diese Studie wurde in Übereinstimmung mit internationalen Studien für Range-Extender-Fahrzeuge die Abkürzung EREV benutzt.

4.3 Nutzungsprofile der Fahrzeugflotte mit elektrischem Antrieb (DLR FK)

Die Abbildung des Nutzerverhaltens stellt einen zentralen Punkt zur Ermittlung des von Elektrofahrzeugen benötigten Strombedarfs dar. Hierbei ist nicht nur die absolute Höhe der erforderlichen Energie von Bedeutung, sondern darüber hinaus auch die zeitliche Verteilung der Energienachfrage wichtig.

Da bisher noch keine ausreichende Datenbasis hinsichtlich des Nutzerverhaltens von Elektrofahrzeugen existiert, wurden die Analysen auf die Primärerhebung „Mobilität in Deutschland [MiD 2008] gestützt. Diese statistische Datenbasis beinhaltet reale Fahrprofile in Deutschland, die für die Ermittlung von Nutzerprofilen unter den spezifischen Rahmenbedingungen der Elektromobilität verwendet werden können.

Ergebnis der Untersuchungen sind zeitlich aufgelöste Nutzungsprofile, differenziert nach Fahrzeugkategorie und -größe, die im Anschluss zur Ermittlung der stündlich aufgelösten

Stromnachfrage der gesamten Flotte mit den Fahrzeugszenarien in Abschnitt 4.4 kombiniert werden.

Ziel der Ableitung von Betriebs- und Nutzungsprofilen von Elektrofahrzeugen ist auch die Identifikation oberer und unterer Grenzen möglicher Beladungszustände der Batterien. Diese beiden Informationen dienen als Grundlage für die Optimierung des Lademanagements der elektromobilen Fahrzeugflotte in den folgenden Arbeiten, insbesondere in den Arbeiten zu Kapitel 5.

4.3.1 Repräsentative Fahrprofile

Um für die gesamte deutsche Fahrzeugflotte repräsentative Aussagen treffen zu können, wurden statistische Analysen der heutigen Fahrzeugnutzung durchgeführt. Die Datenbasis [MiD 2008] wurde hinsichtlich der Fahrtstrecken, der Fahrtzeitpunkte (sowohl im Hinblick auf den Wochentag als auch auf die Fahrtzeit selbst), der Fahrdauer sowie des beruflichen Status‘ der Fahrer selbst untersucht.

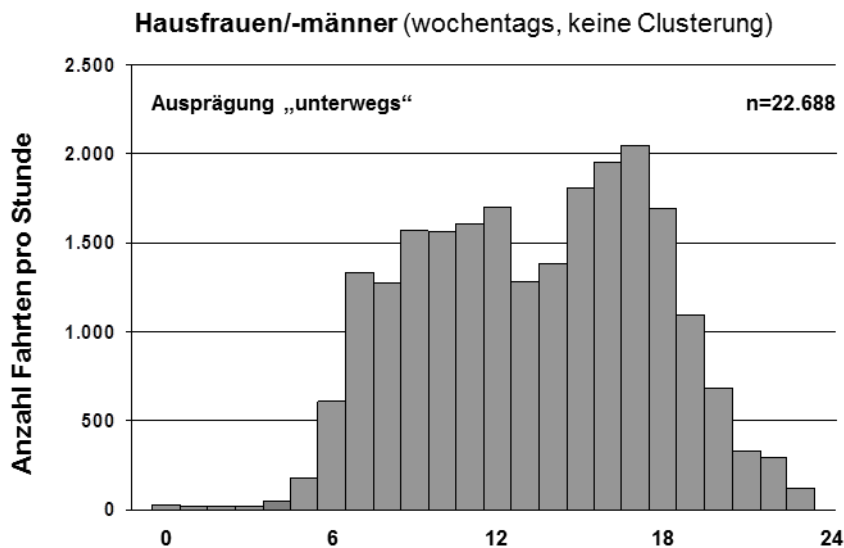


Abbildung 4-16: Statistische Auswertung der Datenbasis [MiD 2008] hinsichtlich der Ausprägung „unterwegs“. (Quelle: Eigene Darstellung, [MiD 2008])

Abbildung 4-16 zeigt die Auswertung für die Gruppe „Hausfrauen/-männer“ hinsichtlich der Ausprägung „unterwegs“, d. h. das Fahrzeug wurde in der jeweiligen Stunde gefahren. Hierbei wurden ausschließlich die Wochentage Montag bis Freitag in die Analyse einbezogen. Das Schaubild zeigt, dass keine eindeutige Ableitung eines repräsentativen Fahrprofils für diese Bevölkerungsgruppe möglich ist. Bereits diese Auswertung hinsichtlich Fahrtzeitpunkten liefert mehrdeutige Ergebnisse. Weitere Detailauswertungen hinsichtlich der Fahrtstrecken lieferten ein ähnliches Bild.

Um repräsentative Fahrprofile zu identifizieren, wurde die Datenbasis daher mittels Cluster-Verfahren untersucht. Abbildung 4-17 stellt das Ergebnis einer solchen Clusterung mittels des Complete-Linkage-Verfahrens dar. Als verhaltenshomogene Gruppe hinsichtlich ihrer Fahrtzeitpunkte (Montag bis Freitag) wurde hierbei die Gruppe der Vollzeit-Erwerbstätigen identifiziert. Es zeigt sich jedoch auch bei dieser Auswertung, dass keine eindeutige Aussage bzgl. der Fahrtzeitpunkte möglich ist und auch die geclusterten Nutzergruppen ein sehr heterogenes Verhalten aufweisen. Die Peaks sind insbesondere morgens sowie in den Abendstunden eindeutiger, eine repräsentative Aussage, ob ein Fahrzeug in einem bestimmten

Zeitfenster bewegt wird oder nicht, ist auf diesem aggregierten Analyselevel allerdings ebenfalls nicht möglich.

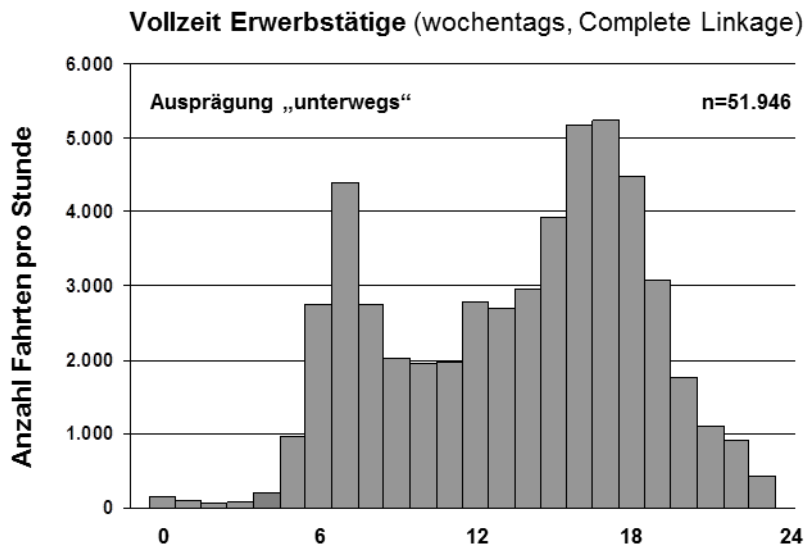


Abbildung 4-17: Ergebnisse der statistischen Auswertung nach Clustering mittels des Complete-Linkage-Verfahrens für die Gruppe der Vollzeit-Erwerbstätigen. (Quelle: Eigene Darstellung, MiD 2008)

Aufgrund der Ergebnisse dieser ersten Untersuchung der Fahrprofile, die keine klare Abgrenzung des Mobilitätsverhaltens bezüglich des beruflichen Status‘ der Fahrer ermöglichen, wurde die Datenbasis zusätzlich hinsichtlich der geografischen Herkunft der Fahrer untersucht. Dabei wurden erneut sowohl Fahrtzeitpunkte als auch Fahrtstrecken in die Analyse mit einbezogen (Abbildung 4-18 und Abbildung 4-19). Auch hier lässt sich wie bereits zuvor keine eindeutige Aussage hinsichtlich repräsentativer Fahrprofile treffen. Erstaunlicherweise sind die Unterschiede zwischen den Siedlungsstrukturtypen nur sehr gering und lassen keine systematischen Abweichungen erkennen. Die stark variierenden Fahrtstrecken in den frühen Morgenstunden lassen sich als statistisch insignifikante Ausreißer identifizieren.

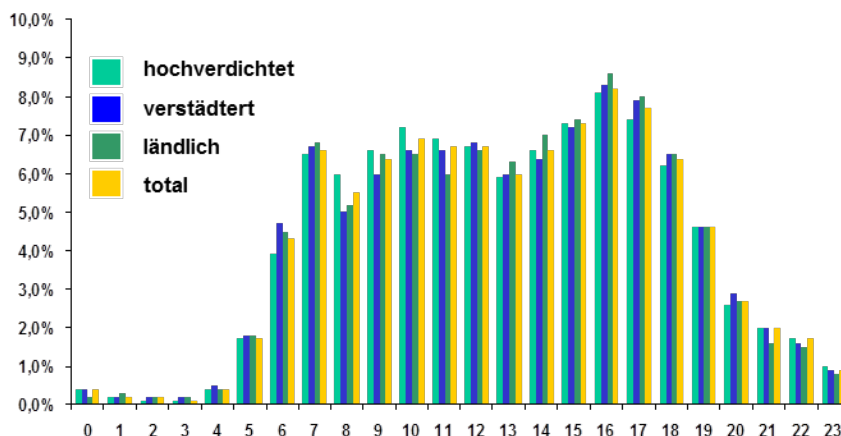


Abbildung 4-18: Fahrtzeitpunkte aller Fahrzeuge, gruppiert nach ihrer geografischen Herkunft. (Quelle: Eigene Darstellung, [MiD 2008])

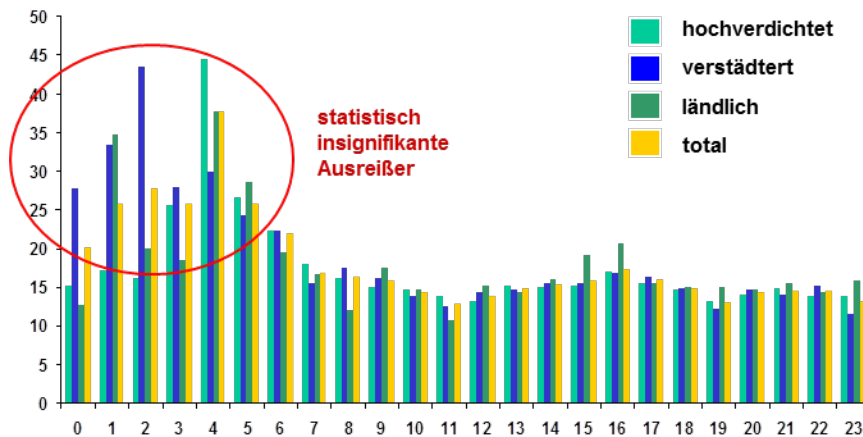


Abbildung 4-19: Fahrtstrecken aller Fahrzeuge, gruppiert nach ihrer geografischen Herkunft. (Quelle: Eigene Darstellung, [MiD 2008])

Abschließend bleibt festzuhalten, dass sich auf Basis der analysierten Daten keine repräsentativen Fahrprofile identifizieren lassen. Weder die Untersuchung hinsichtlich des beruflichen Status der Fahrer noch die geografische Herkunft der Fahrzeuge lieferte eindeutige und im Sinne der Identifizierung des durch Elektromobilität verursachten zusätzlichen Strombedarfs verwertbare Ergebnisse.

4.3.2 Ladezustand der Fahrzeugbatterien

Da die statistische Auswertung der Datenbasis keine repräsentativen Fahrprofile lieferte, wurde eine neue Methode entwickelt, welche die Auswertung jedes einzelnen in der Datenbank erfassten Fahrzeugs möglich macht. Die anschließende Aggregation der Ergebnisse lieferte die notwendige Datenbasis zur Auswertung des Ladeverhaltens von Elektrofahrzeugen.

Um die eingangs erwähnten oberen und unteren Grenzen des Beladungszustands der Traktionsbatterien zu ermitteln, wurde anhand der in der Datenbank hinterlegten Werte für die Abfahrts- und Ankunftszeitpunkte, die zurückgelegte Wegstrecke sowie den Fahrtzweck eine Methode entwickelt, welche sowohl den maximal möglichen Beladungszustand als auch die minimal zulässige Beladung der Traktionsbatterien stündlich aufgelöst liefert (Abbildung 4-20).

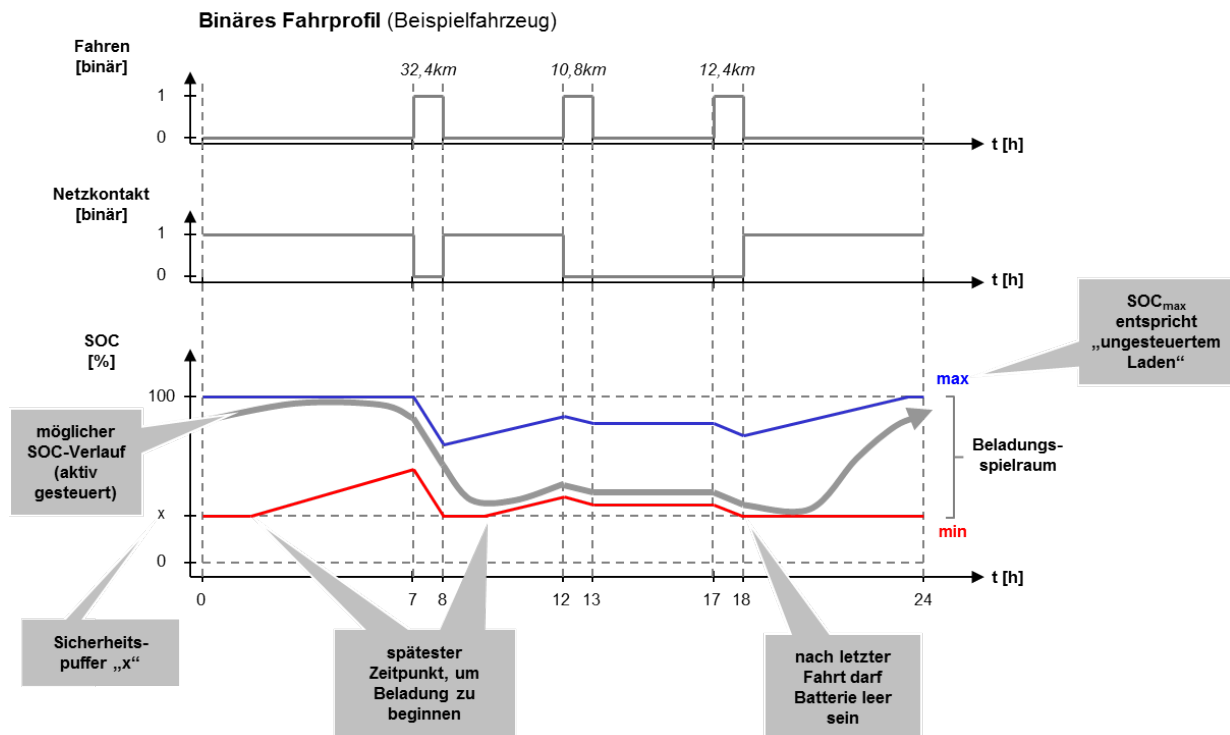


Abbildung 4-20: Schematische Darstellung der Berechnungsmethode anhand eines (fiktiven) Beispielfahrzeugs

Der Algorithmus ordnet einem Fahrzeug in der Datenbank sein tägliches Fahrprofil inklusive der stündlich aufgelösten Fahrtzeitpunkte, der Fahrtstrecken sowie der Wegzwecke zu. Aufbauend auf diesen Daten wird in Abhängigkeit des Wegzwecks statistisch ermittelt, ob eine Möglichkeit zum Netzkontakt besteht oder nicht. Die eigentliche Berechnung des Ladeprofils der Traktionsbatterie dieses Fahrzeugs erfolgt in zwei (voneinander unabhängigen) Schritten: Es werden maximale und minimale Ladezustände (SOC, state-of-charge) ermittelt. Die blaue Kurve in Abbildung 4-21 stellt die maximale Ladekurve dar. Dieses Ladeverhalten unterstellt, dass die Batterie aufgeladen wird, sobald Netzkontakt besteht und repräsentiert somit den Fall des ungesteuerten Ladens. Die rote Kurve in Abbildung 4-21 stellt die minimale Ladekurve dar. Zur Berechnung dieser Kurve wird antizipiert, dass die letzte Fahrt des Tages noch komplettiert werden kann, d. h. die Batteriebeladung gerade den Mobilitätsbedarf eines Tages decken kann. Beide Ladekurven stellen also die möglichen Grenzen der Beladung des Elektrofahrzeugs dar.

Der Bereich zwischen den beiden Kurven stellt den Raum des möglichen realen Verlaufs des Ladezustands der Fahrzeugbatterie dar. Dieser Verlauf kann aktiv durch netzseitiges Lademanagement gesteuert werden und bildet somit für die folgenden Arbeitspakete die Grundlage zur Berücksichtigung der Auswirkungen des Lademanagements auf das Energiesystem und die Netzauslastung.

Um das Ladeverhalten der gesamten elektrifizierten Fahrzeugflotte abbilden zu können, wurde bei der Analyse zwischen 6 Elektrofahrzeugen unterschieden. Diese Fahrzeuge entsprechen in ihrer Konfiguration den in Arbeitspaket 3 identifizierten und definierten Fahrzeugkonzepten. Es werden sowohl reine Batteriefahrzeuge als auch Range-Extender-Fahrzeuge in den Fahrzeuggrößenklassen Klein, Mittel und Groß betrachtet (Tabelle 4-3). Die oberen und unteren nutzbaren Kapazitäten der Traktionsbatterien spiegeln hierbei wider, dass die Batterie aufgrund von technischen Beschränkungen nicht in ihrem vollen SOC-Band

(0 bis 100 %) genutzt wird, sondern nur ein Teilbereich hiervon. Dieses Vorgehen entspricht der heutigen Praxis und dient vornehmlich der Lebensdauerverlängerung der Lithium-Ionen-Batterien.

Tabelle 4-3: Fahrzeugdefinition der betrachteten Fahrzeuge

Fahrzeugdefinition		Batteriefahrzeug (BEV)			Range-Extender (EREV)		
		small	medium	large	small	medium	large
Batteriekapazität	[kWh]	21,6	45,9	62,1	16,2	18,9	24,3
Oberes Limit der nutzbaren Kapazität	[%]	95%	95%	95%	90%	90%	90%
	[kWh]	20,5	43,6	59,0	14,6	17,0	21,9
Elektrische Reichweite	[km]	124,1	205,3	208,6	60,2	58,1	56,4
Unteres Limit der nutzbaren Kapazität	[%]	10%	10%	10%	35%	35%	35%
	[kWh]	2,2	4,6	6,2	5,7	6,6	8,5
	[km]	14,6	24,2	24,5	38,3	37,0	35,9
Energieverbrauch (Artemis Zyklen)	[kWh/100km]	14,8	19,0	25,3	14,8	17,9	23,7

Zur Simulation der Batterieladepprofile werden darüber hinaus Annahmen zur Verfügbarkeit von Ladeinfrastrukturen benötigt. Der zuvor erläuterte Berechnungsalgorithmus berücksichtigt dabei unterschiedliche Netzkontaktwahrscheinlichkeiten in Abhängigkeit der Fahrtzwecke. Auch diese Information basiert auf real verfügbaren Daten der MiD-Studie (Tabelle 4-4).

Tabelle 4-4: Annahmen zu Netzkontaktwahrscheinlichkeiten in Abhängigkeit des Wegzwecks

Bezugsjahr 2010	Wahrscheinlichkeit
Beruf	50%
Ausbildung	40%
dienstlich	10%
Begleitung	10%
private Erledigungen	10%
Einkauf	30%
Freizeit	30%
sonstiges	10%
nach letzter Fahrt	70%

Die Berechnung für jedes einzelne Fahrzeug liefert somit die technisch-strukturellen Grenzen der Batteriebeladung in Abhängigkeit realer Fahrprofile. Im Anschluss an die Simulation aller 17.868 in der MiD-Studie hinterlegten Fahrzeuge wurden die Berechnungsergebnisse überlagert. Hierdurch ist aufgrund der hinreichend großen Grundgesamtheit die Bestimmung von Konfidenzintervallen der oberen und unteren Batteriebeladungsgrenzen für die Fahrzeuge

möglich, wobei die Intervalle als Sicherheitswahrscheinlichkeiten für die aktive netzseitige Regelung des Beladungszustands der Batterien interpretiert werden können.

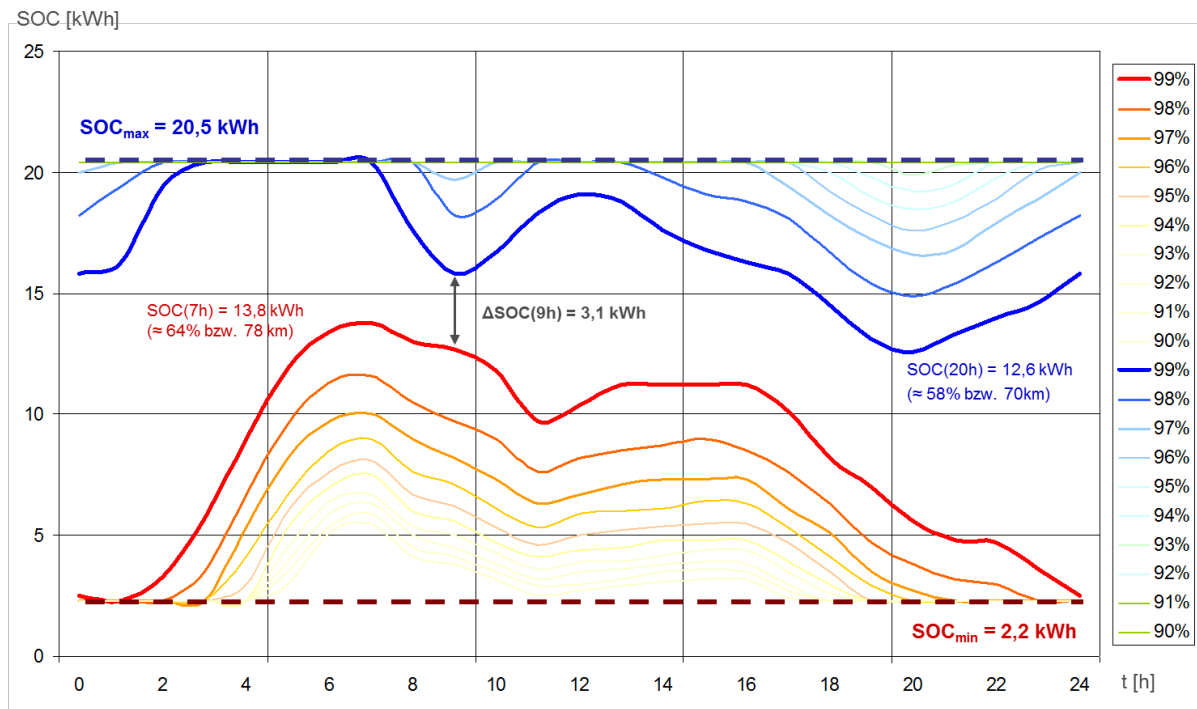


Abbildung 4-21: Verlauf der Batteriebeladungsprofile für kleine Batteriefahrzeuge

Der Verlauf der überlagerten Beladungsprofile zeigt, dass sehr hohe Sicherheitswahrscheinlichkeiten erzielt werden können und potentielle Fehler so minimiert werden. Am Beispiel des kleinen Batteriefahrzeugs lässt sich erkennen, dass der Beladungsspielraum zur netzseitigen Steuerung insbesondere in den späten Abend- sowie den frühen Morgenstunden für alle Sicherheitswahrscheinlichkeiten sehr ausgeprägt ist (Abbildung 4-21). Dahingegen sinkt dieser Spielraum um 9 Uhr morgens auf ein Minimum von 3,1 kWh. Insgesamt lässt sich erkennen, dass die Traktionsbatterie selbst bei ungesteuertem Laden nicht zu jedem Zeitpunkt vollgeladen sein kann. Insbesondere im Hinblick auf die spätere Verwendung der Simulationsergebnisse in den folgenden Arbeitspaketen ist diese Erkenntnis von großer Bedeutung. Die Berechnung der Konfidenzintervalle wurde für alle drei Größenklassen durchgeführt und zusammen mit den Netzkontaktwahrscheinlichkeiten sowie dem Netzkontaktstatus der Fahrzeuge an die folgenden Arbeitspakete übergeben.

Darüber hinaus wurde die Simulation für Plug-in-Hybride durchgeführt. Da bei Plug-in-Hybriden aufgrund des in den Antriebsstrang integrierten Verbrennungsmotors keine technische Untergrenze der Reichweitenbeschränkung und damit des Batteriebeladungsprofils vorliegt, wurde für diese Fahrzeuge nur die Obergrenze des Beladungsprofils ermittelt. Auch hier wurde die Berechnung für alle drei Größenklassen durchgeführt, wobei sich am Beispiel des mittleren Range-Extender-Fahrzeugs ein ähnlicher zeitlicher Verlauf der maximalen Batteriebeladung zeigt wie bei den vollelektrischen Fahrzeugen (Abbildung 4-22).

Es zeigt sich, dass bei einer hohen Sicherheitswahrscheinlichkeit die Obergrenze der Batteriebeladung signifikant von der maximal zur Verfügung stehenden Batteriekapazität abweicht. Geringere Sicherheitswahrscheinlichkeiten von beispielsweise 95% zeigen hingegen über weite Bereiche des Tagesverlaufs nur geringe Abweichungen vom maximal möglichen Beladungszustand. Aufgrund des fehlenden bzw. nur durch die untere technische Bela-

dungsgrenze der Batterie vorgegebenen Minimalladungsverlaufs resultiert ein hoher Beladungsspielraum für das netzseitige Beladungsmanagement. Die Simulationsergebnisse wurden im Anschluss an die folgenden Arbeitspakete übergeben.

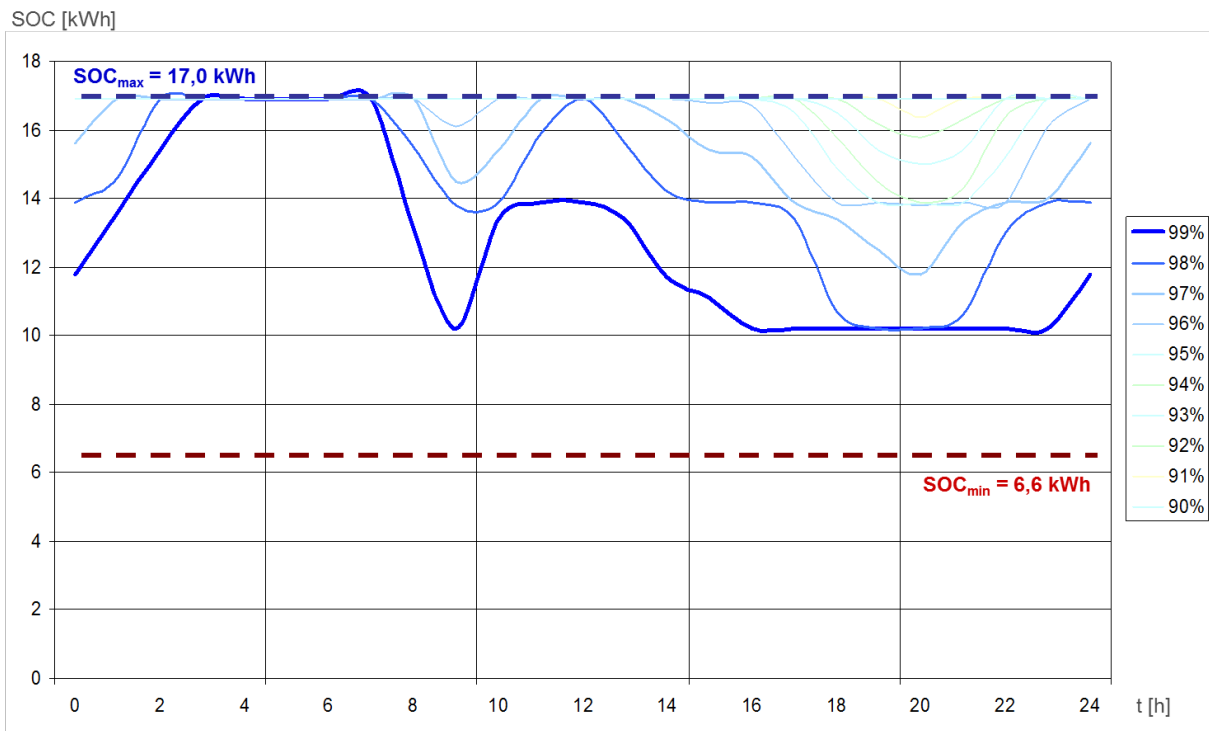


Abbildung 4-22: Verlauf der Batteriebeladungsprofile für mittlere Range-Extender-Fahrzeuge

Um die Beladungsprofile zur netzseitigen Simulation nutzen zu können, sind neben den Konfidenzintervallen auch Informationen über den Netzkontaktstatus der Fahrzeuge notwendig. Letztlich steht nur Batteriekapazität für den Netzausgleich zur Verfügung, wenn die Fahrzeuge auch an das Netz angeschlossen sind. Die Auswertungen der Batterie- sowie der Range-Extender-Fahrzeuge zeigen für beide Antriebsarten, dass der Anteil der an das Netz angeschlossenen Fahrzeuge im Tagesverlauf signifikant sinkt. So sind im Zeitraum von 11 bis 17 Uhr nur etwa die Hälfte der potentiell verfügbaren Fahrzeuge auch tatsächlich an das Netz angeschlossen (Abbildung 4-23).

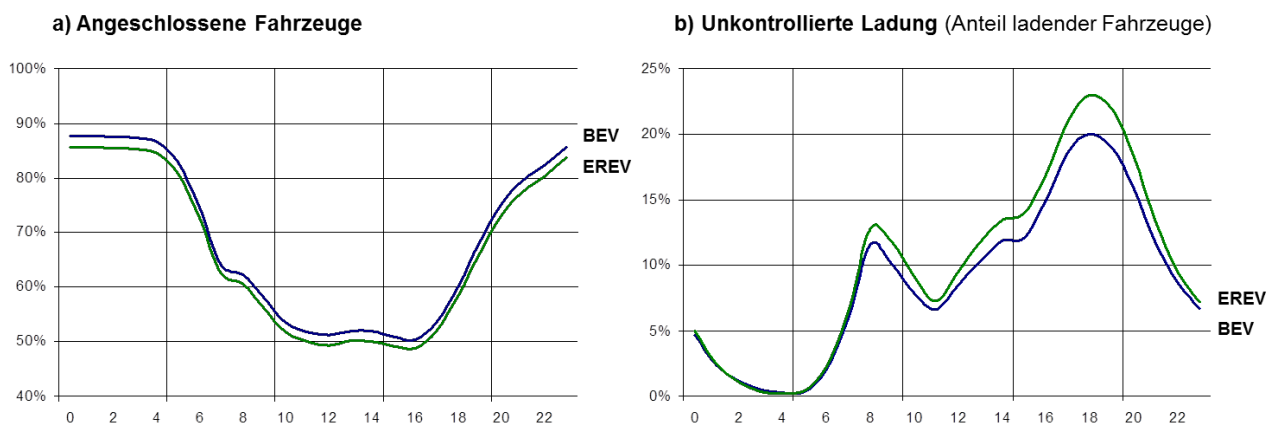


Abbildung 4-23: Tagesverlauf des Anteils der an das Stromnetz angeschlossenen Fahrzeuge; b) Tagesverlauf des Anteils tatsächlich ladender Fahrzeuge im Fall von unkontrollierter Ladung

Betrachtet man darüber hinaus den Anteil der tatsächlich ladenden Fahrzeuge im Fall von ungesteuerter Ladung, so wird deutlich, dass insbesondere in den frühen Morgenstunden nahezu keine Fahrzeuge nachgeladen werden. Dagegen resultiert aus der Beladung sobald Netzkontakt vorliegt ein signifikanter Peak in den frühen Abendstunden um 18 Uhr, wobei der Anteil von Hybridfahrzeugen den von Batteriefahrzeugen noch übersteigt. Aus Sicht der netzseitigen Integration von Elektrofahrzeugen ist diese Beobachtung von großer Bedeutung. Auch diese Analyseergebnisse wurden den nachfolgenden Arbeitspaketen zur Verfügung gestellt.

4.4 Szenarien der Marktentwicklung von Elektrofahrzeugen (DLR FK)

Um die vorangegangenen Untersuchungen zum minimalen und maximalen Beladungszustand der Traktionsbatterien von Elektrofahrzeugen (vgl. Abschnitt 4.3.2) in absolute Größen zu überführen und damit für die netzseitige Simulation nutzbar zu machen, wurden zwei Szenarien zur Marktdurchdringung von Elektrofahrzeugen in der deutschen Flotte berechnet. Hierzu wurde das am DLR-Institut für Fahrzeugkonzepte entwickelte Simulationsmodell *VECTOR21* an die projektspezifischen Vorgaben angepasst und genutzt.

4.4.1 Anpassung des Marktszenariomodells *VECTOR21*

Das „Vehicle Technologies Scenario Model“ (*VECTOR21*) ist in der Lage, die Konkurrenzsituation zwischen konventionellen Fahrzeugen und alternativen Antriebskonzepten auf Basis eines „relevant cost of ownership“-Ansatzes zu berechnen. Hierzu werden Konfigurationen von Fahrzeugen mit unterschiedlichen Antriebssträngen mit Kosten und politischen sowie ökonomischen Randbedingungen kombiniert und den Kaufentscheidungen der Fahrzeugnutzer gegenübergestellt. Detaillierte Informationen über das Modell finden sich in [Mock 2010].

Um das Simulationstool für dieses Vorhaben einsetzen zu können, waren Erweiterungen des bestehenden Modells notwendig. Das ursprüngliche von [Mock 2010] entwickelte Modell berücksichtigte keine Batteriefahrzeuge im großen Fahrzeugsegment. Ebenso wurden keine Plug-in-Hybridfahrzeuge im kleinen Fahrzeugsegment in die Berechnung einbezogen. Da sich jedoch in jüngster Vergangenheit gezeigt hat, dass diese Annahmen nicht mehr der Realität entsprechen, und da die beiden Fahrzeugkonfigurationen eine Auswirkung auf das Stromnetz vermuten lassen, wurde *VECTOR21* um die beiden zusätzlichen Antriebsstränge erweitert.

Darüber hinaus wurde das ursprüngliche Modell für einen Zeithorizont bis zum Jahr 2030 entwickelt. Um die langfristigen Auswirkungen der Fahrzeugflotte auch bis zum Jahr 2050 abbilden zu können, waren also auch in der Modellstruktur selbst entsprechende Anpassungen erforderlich.

4.4.2 Szenariendefinition

Wie eingangs erwähnt, wurden mit Hilfe des angepassten *VECTOR21*-Modells zwei langfristige Szenarien zur Marktdurchdringung elektrifizierter Fahrzeugkonzepte berechnet. Das erste Szenario spiegelt dabei ein konservatives Business-as-usual-Szenario wider, welches heutige Gesetze und Trends im Wesentlichen fortschreibt. Dahingegen unterstellt das zweite, alternative Szenario eine progressive Entwicklung der Rahmenbedingungen und dient zur Ableitung der Konsequenzen, welche sich aus einer hohen Marktdurchdringung von Elektrofahrzeugen mit Netzanschluss ergeben. In diesem Sinne wurden die Ergebnisse des Alterna-

tivsszenarios an die folgenden Arbeitspakete weitergegeben und für die weiteren Simulationen verwendet.

Eine wesentliche Einflussgröße der Marktsimulation ist die Definition bzw. die Auslegung der Szenariofahrzeuge, wobei den beiden betrachteten Antriebsstrangtopologien der Batteriefahrzeuge (BEV) sowie der Range-Extender-Fahrzeuge (EREV) im Rahmen des Projekts eine besondere Bedeutung zukommt. Hierbei lehnt sich die Auslegung der Antriebsstränge an die Vorarbeiten aus Arbeitspaket 3 an. Um konsistente Ergebnisse im Hinblick auf die Simulation der Nutzerprofile zu erzielen, wurde die Fahrzeugdefinition aus Abschnitt 4.3.1 übernommen (vgl. Tabelle 4-3).

Neben der Auslegung der Antriebsstränge werden bei der Berechnung des Marktpotenzials elektrifizierter Fahrzeugkonzepte externe Randbedingungen berücksichtigt. Wie eingangs erwähnt, resultiert die Szenariodefinition im ersten Szenario aus der Fortschreibung heutiger Trends und Regularien (Tabelle 4-5).

Das Alternativszenario antizipiert neben einem schneller ansteigenden Ölpreis eine verschärfte Gesetzgebung für den zulässigen CO₂-Grenzwert von Neufahrzeugen (Tabelle 4-6). Auf Basis der Ergebnisse aus Arbeitspaket 3 wird darüber hinaus eine positive Entwicklung von Traktionsbatterien antizipiert, was sich in sinkenden Batteriegrößen ausdrückt. Konkret bedeutet dies, dass sich die Energiemenge bei kleinen und mittleren Batteriefahrzeugen um 2 kWh und bei großen Batteriefahrzeugen um 3 kWh reduziert. Ebenso vermindert sich die Batteriegröße für Range-Extender-Fahrzeuge um 1 kWh, 3 kWh bzw. 4 kWh für das kleine, mittlere und große Fahrzeugsegment.

Tabelle 4-5: Szenarioannahmen im Business-as-usual-Szenario

Szenarioannahmen		2010	2020	2030	2040	2050	Quelle
Ölpreis	[€/bb]	60	80	100	120	130	
CNG Steuer	[%]	20	ab 2018: 100				Gesetzgebung
Elektrizitätspreis	[€ ct/kWh]	21,5	34,1	37,3	36,4	35,7	„Leitszenario 2010“ 100% EE
H ₂ -Preis	[€ ct/kWh]	16,4	39,0	37,6	36,5	35,5	Berechnung
Anteil H ₂ aus Elektrolyse	[%]	(2015 ► 2020): (0 ► 100)					DLR-Analyse
CO ₂ -Intensität Elektrizität	[g/kWh]	21					„Leitszenario 2010“, 100% EE (BMU)
CO ₂ -Intensität H ₂	[g/kWh]	98	25				Berechnung
CO ₂ -Ziel (Deutschland)	[g CO ₂ /km]	2015: 130	118	100	90	80	Gesetzgebung, BMU
CO ₂ -Strafe	[€/ (g CO ₂ /km)]	95					Gesetzgebung, DLR-Analyse
Willingness-to-pay	[%]	0-20					Rogers, Verbraucheranalysen
Verteilung der Segmente	[S/M/L %]	(25/55/20)	(28/50/22)	(30/45/25)			KBA

Tabelle 4-6: Szenarioannahmen im Alternativszenario

Szenarioannahmen		2010	2020	2030	2040	2050	Quelle
Ölpreis	[€/bbl]	60	80	130			DLR-Analyse
CNG Steuer	[%]	20	ab 2018: 100				Gesetzgebung
Elektrizitätspreis	[€ ct/kWh]	21,5	34,1	37,3	36,4	35,7	„Leitszenario 2010“ 100% EE
H ₂ -Preis	[€ ct/kWh]	22,3	39,0	37,6	36,5	35,5	Berechnung
Anteil H ₂ aus Elektrolyse	[%]	100%					DLR-Analyse
CO ₂ -Intensität Elektrizität	[g/kWh]	540	510	21 (ab 2025)			„Leitszenario 2010“, 100% EE ab 2025
CO ₂ -Intensität H ₂	[g/kWh]	648	612	25 (ab 2025)			Berechnung
CO ₂ -Ziel (EU-Ebene)	[g CO ₂ /km]	2015: 130	118	97	80	70	Gesetzgebung, BMU
CO ₂ -Strafe	[€/ (g CO ₂ /km)]	95					Gesetzgebung, DLR-Analyse
Willingness-to-pay	[%]	0-20					Rogers, Verbraucheranalysen
Verteilung der Segmente	[S/M/L %]	(25/55/20)	(28/50/22)	(30/45/25)			KBA

4.4.3 Szenarienberechnung

Die Berechnung der beiden zuvor definierten Szenarien zeigt, dass sowohl die Entwicklung der Zusammensetzung der Neufahrzeugflotte als auch die Umschichtung des für die weiteren Betrachtungen relevanten gesamten Flottenbestands je nach Randbedingungen sehr unterschiedlich verläuft (Abbildung 4-24).

Während im ersten Szenario die Elektrifizierung sehr langsam einsetzt und auch im Jahr 2050 noch eine hohe Anzahl konventioneller, verbrennungsmotorisch betriebener Fahrzeuge in der Neufahrzeugflotte zu finden ist, können vollelektrische Fahrzeuge (BEV und EREV) im gleichen Zeitraum im Alternativszenario einen deutlich höheren Marktanteil gewinnen. Diese unterschiedlichen Marktentwicklungen haben darüber hinaus einen deutlich abweichenden Verlauf der Zusammensetzung der gesamten deutschen Fahrzeugflotte zur Folge. Aufgrund der teilweise sehr langen Verweildauern von Neufahrzeugen im Flottenbestand lässt sich hier eine noch langsamer einsetzende Elektrifizierung beobachten.

Für die beiden im Projekt relevanten Stützjahre 2030 und 2050 bedeutet dies im ersten Szenario, dass im Jahr 2030 nur ein marginaler Teil der Fahrzeugflotte mit einem Netzanschluss ausgestattet ist. Bis zum Jahr 2050 steigt dieser Anteil zwar an, erreicht jedoch ebenfalls nur ein geringes Niveau von unter 20 %. Aus diesem Grund wurde, in Abstimmung mit den weiteren Projektpartnern sowie den Projektbeiräten, für die weitere Bearbeitung das zweite Szenario als Datenbasis ausgewählt. Hier zeigt sich aufgrund der veränderten Randbedingungen eine deutlich höhere Marktdurchdringung elektrifizierter Fahrzeugkonzepte und damit auch eine höhere Durchdringung in der gesamten Fahrzeugflotte. In den beiden relevanten Stützjahren können die vollelektrischen Fahrzeuge signifikante Marktanteile gewinnen.

Die zunehmenden Marktanteile der Benzinfahrzeuge (G , G_{Hyb}) im Vergleich zu den Dieselfahrzeugen (D , D_{Hyb}) hängt von den getroffenen Annahmen zur Auslegung und zu den Kosten der zukünftigen Antriebe ab und stellt keine robuste Aussage zu den Marktchancen der PKW-Dieselantriebe in der Zukunft dar.

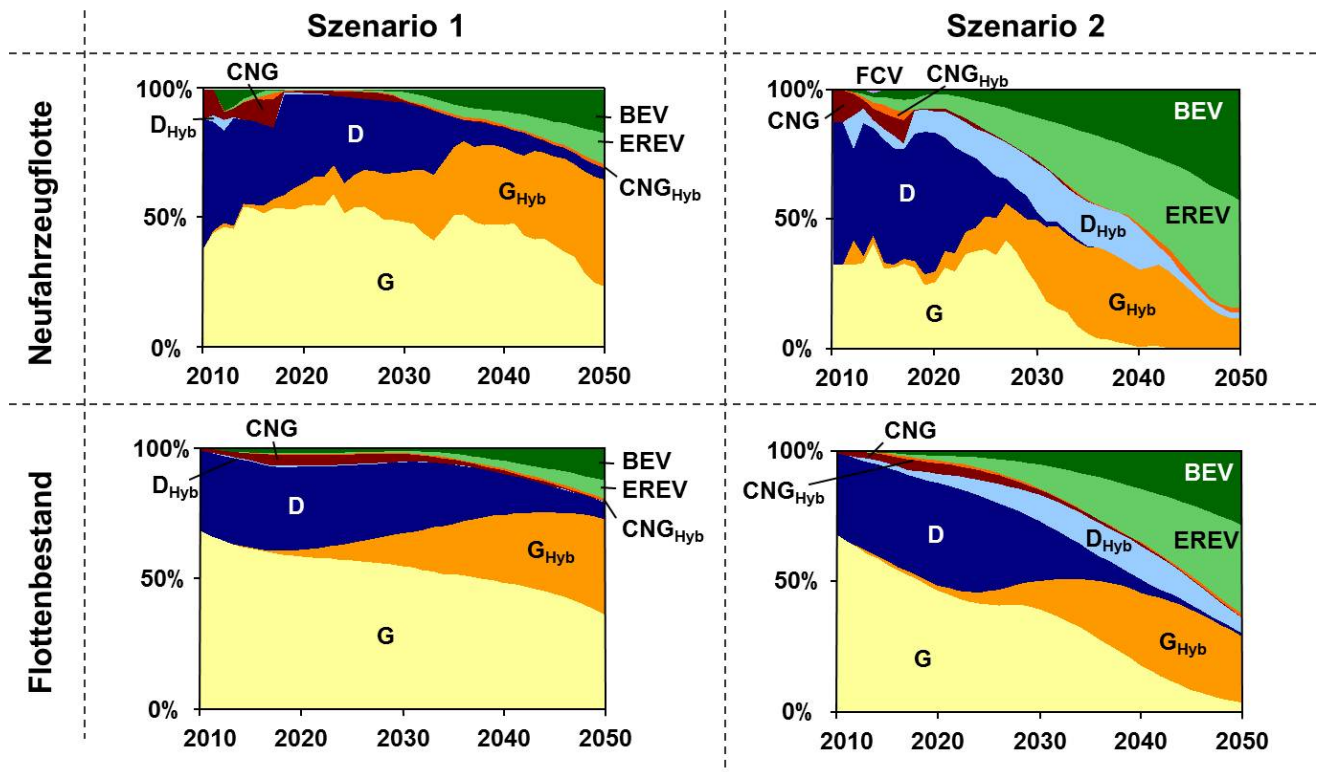


Abbildung 4-24: Ergebnisse für Neufahrzeugflotte und Flottenbestand in den beiden berechneten Fahrzeugszenarien bis zum Jahr 2050

G: Benzinfahrzeuge, D: Dieselfahrzeuge, CNG: Erdgasfahrzeuge, EREV: Elektrofahrzeuge mit Range Extender, BEV: Batteriefahrzeuge, FCV: Brennstoffzellenfahrzeuge, Hyb: Hybridfahrzeuge ohne Netzanschluss

Die Detailbetrachtung der signifikanten Umschichtung der Zusammensetzung des Neufahrzeugmarktes im zweiten Szenario zeigt die Auswirkungen der Flottenentwicklung auf den Energieverbrauch sowie die CO₂-Emissionen der Fahrzeuge (Abbildung 4-25). Während der Energieverbrauch aufgrund der im Vergleich zu verbrennungsmotorisch betriebenen Fahrzeugen deutlich effizienteren elektrifizierten Antriebsstränge bis zum Jahr 2050 um zwei Drittel im Vergleich zum Basisjahr sinkt, reduziert sich der CO₂-Ausstoß der Fahrzeugflotte auf Basis der well-to-wheel Berechnungen aufgrund der Umstellung der Stromquelle auf erneuerbare Energien sowie des Einsatzes von Biokraftstoffen sogar um vier Fünftel.

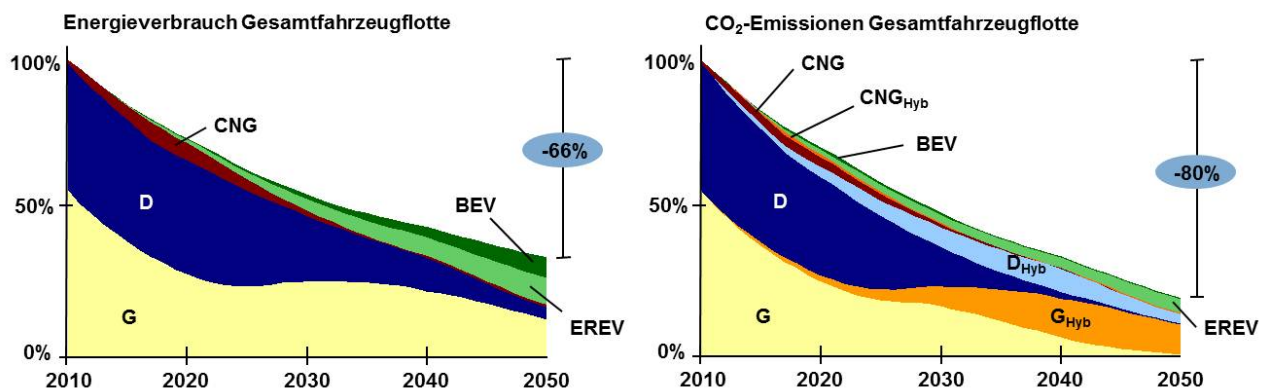


Abbildung 4-25: Ergebnisse für Energieverbrauch und CO₂-Emission der deutschen Fahrzeugflotte differenziert nach Antriebsstrangkonfiguration für Szenario 2

G: Benzinfahrzeuge, D: Dieselfahrzeuge, CNG: Erdgasfahrzeuge, EREV: Elektrofahrzeuge mit Range Extender, BEV: Batteriefahrzeuge, FCV: Brennstoffzellenfahrzeuge, Hyb: Hybridfahrzeuge ohne Netzanschluss

Die Ergebnisse des zweiten Szenarios, das eine erfolgreiche Entwicklung der Elektromobilität skizziert und entsprechend den Zielen des Energiekonzepts der Bundesregierung eine starke Reduktion von Energieverbrauch und CO₂-Emissionen im PKW-Sektor erreicht, stellen im Folgenden die Grundlage für die Analysen des Energiesystems (Kapitel 5) sowie der Netzauswirkungen (Kapitel 6) dar. Übernommen wurden insbesondere die Flottenentwicklung, der Stromverbrauch insgesamt wie auch in zeitlicher Auflösung sowie die zeitlich variierende, für den Stromausgleich im Versorgungssystem verfügbare Batteriekapazität.

4.4.4 Exkurs: Szenario mit Durchbruch der Wasserstoffbrennstoffzellen

Unter den für das oben gezeigte Flottenszenario getroffenen Annahmen zur Entwicklung der spezifischen Kosten der Fahrzeugkonzepte hat sich im Gegensatz zu den Elektrofahrzeugen in der resultierenden Flottenentwicklung die Wasserstoff-Brennstoffzellentechnologie auf dem Markt nicht durchsetzen können. Grundsätzlich sind jedoch erfolgreiche Szenarien für den Wasserstoffeinsatz unter Voraussetzung hoher Lernraten, einer anfänglichen Kaufförderung der Fahrzeuge sowie von Rahmenbedingungen wie hoher Ölpreis und niedrige CO₂-Emissionsgrenzwerte mit dem Marktmodell *VECTOR21* darstellbar. Für die nachfolgenden Betrachtungen des Energiesystems wurde – konsistent zum Energieszenario aus [Nitsch et al. 2011] – explizit eine Wasserstoffnachfrage aus dem Verkehr angesetzt, die aus der erforderlichen CO₂-Emissionsminderung bei begrenztem nachhaltigen Biomasse- bzw. Biokraftstoffpotenzial resultiert. Diese Wasserstoffnachfrage wird im grundlegenden Energieszenario sowohl aus dem PKW-Bereich als auch den Nutzfahrzeugsektoren angenommen. In der nachstehenden Abbildung ist beispielhaft ein erfolgreiches *VECTOR21*-Szenario sowohl der Brennstoffzellenfahrzeuge als auch der Elektrofahrzeuge dargestellt. Der Durchbruch der Brennstoffzellen hängt wesentlich von den erreichbaren Kostenreduktionen insbesondere im Verhältnis zu den EREV ab, die sich in diesem Szenario deshalb deutlich weniger im Markt durchsetzen. Der Marktdurchbruch von Brennstoffzellenfahrzeugen lässt sich unter den getroffenen Voraussetzungen mit ggf. staatlich subventionierten Fahrzeugpreisen erreichen, die bereits im Jahr 2020/2030 unter 27000 € bei den mittleren Fahrzeugen sowie unter 49000 € bei den großen Fahrzeugen liegen sollten. In diesem Fall können Brennstoffzellenfahrzeuge langfristig einen stabilen Marktanteil sichern, bis zum Jahr 2050 steigt in diesem Szenario der Anteil an der PKW-Flotte auf etwa 23 %.

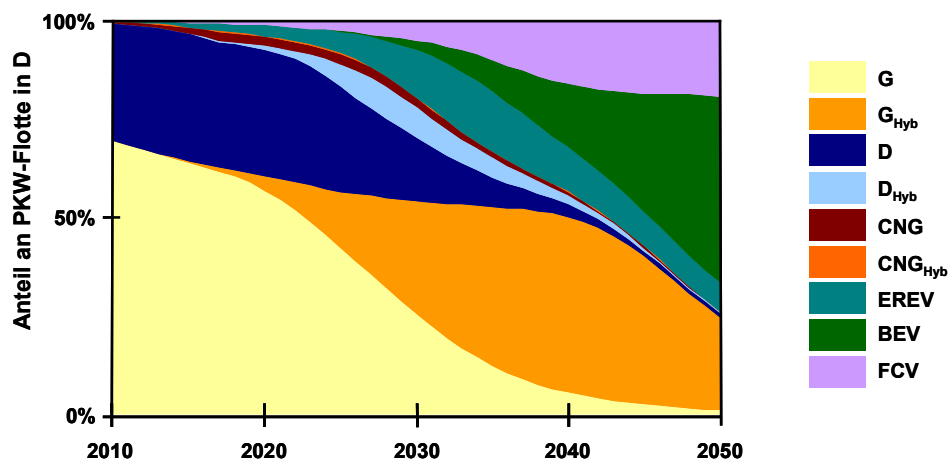


Abbildung 4-26: Mögliche Flottenentwicklung einschließlich Durchbruch der Wasserstoffbrennstoffzellen – Simulation mit dem Modell *VECTOR21* im Rahmen der Arbeiten zu [Nitsch et al. 2012]

G: Benzinfahrzeuge, D: Dieselfahrzeuge, CNG: Erdgasfahrzeuge, EREV: Elektrofahrzeuge mit Range Extender, BEV: Batteriefahrzeuge, FCV: Brennstoffzellenfahrzeuge, Hyb: Hybridfahrzeuge ohne Netzanschluss

5 Integration der Elektromobilität in die zukünftige Stromversorgung

Die Arbeiten zu diesem Kapitel untersuchten die Integration der Elektrofahrzeuge und ihrer Beladung in das Stromversorgungssystem auf der nationalen Ebene einschließlich des europäischen Kontextes durch den Stromaustausch mit den Nachbarländern. Hierzu musste die Stromerzeugung mit erneuerbaren Energien insgesamt aber auch in zeitlicher und teilweise räumlicher Auflösung dargestellt und mit dem Strombedarf der Verbraucher einschließlich der Elektromobilität verknüpft werden. Damit konnte gezeigt werden, dass erneuerbarer Strom für die Beladung der Elektrofahrzeuge grundsätzlich in ausreichender Menge zur Verfügung steht, und dass durch die Realisierung eines Lademanagements einerseits ein hoher erneuerbarer Anteil genutzt werden kann und andererseits die Batterien der Elektrofahrzeuge auch einen Beitrag zum Stromausgleich in einem zukünftigen Versorgungssystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien leisten können.

5.1 Grundlagen zur dynamischen Simulation der zukünftigen Stromversorgung in Deutschland (DLR TT)

Für die Arbeiten wurde ein Langfristszenario der Stromerzeugung basierend auf einem hohen Anteil erneuerbarer Energien unter Berücksichtigung der Ausbauziele des Energiekonzepts der Bundesregierung benötigt. Hierzu wird das Basisszenario B aus [Nitsch et al. 2011] verwendet, das einen in sich konsistenten Ausbaupfad in allen Bereichen des Energiesystems aufzeigt³. Ebenso wurde ein europäisches Szenario der Stromerzeugung zugrunde gelegt, das eine vergleichbare Entwicklung des Ausbaus der Erneuerbaren basierend auf den Studien MED-CSP und TRANS-CSP in allen Nachbarländern Deutschlands abbildet ([BMU 2005], [BMU 2006]). Es erfolgten umfangreiche modelltechnische Weiterentwicklungen, um in einem Modell zur dynamischen (zeitlich und räumlich aufgelösten) Simulation der Stromversorgung die Elektromobilität in Deutschland (davon abgeleitet auch in anderen europäischen Ländern) als zusätzlicher Stromverbraucher sowie als Stromausgleichsoption durch Maßnahmen des Lademanagements zu integrieren. In Zusammenarbeit mit Arbeitspaket 6.5 (s. Kapitel 6.4) wurde als eine wesentliche Randbedingung der Simulationen ein europäisches Netzausbauszenario ausgehend von einem volkswirtschaftlichen Optimum und der Annahme von Einschränkungen der Realisierbarkeit ermittelt.

5.1.1 Modellansatz zur Untersuchung einer kostenoptimierten Stromversorgung basierend auf erneuerbaren Energien

Das am Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt entwickelte Modell REMix ist ein kostenoptimierendes Energiesystemmodell, in dem das europäische Stromversorgungssystem mit unterschiedlichen Erzeugungs- und Speichertechnologien abgebildet sind. Grundlage des REMix-Modells ist eine GIS-gestützte Datenbank, in der die Potenziale der erneuerbaren Energieressourcen (Solar, Wind, Biomasse, Wasserkraft, Geothermie) in hoher zeitlicher (stündlich) und räumlicher (10 x 10 km²) Auflösung zur Verfügung stehen. Die Modellregion umfasst Europa und Teile Nordafrikas. Daten des Strombedarfs liegen für die gesamte Mo-

³ Basisszenario B unterscheidet sich vom im Folgenden dargestellten Basisszenario A nur hinsichtlich eines höheren Elektromobilitätsanteils im PKW-Sektor und einer entsprechend höheren erneuerbaren Stromerzeugung (19,5 TWh Stromerzeugung bzw. 8 GW installierte Leistung).

modellregion in entsprechender zeitlicher und räumlicher Auflösung vor. Im Laufe des Projekts wurde das Modell wesentlich weiterentwickelt. So wurde eine verbesserte Abbildung der konventionellen Erzeugungstechnologien (Stein- und Braunkohlekraftwerke, Gaskraftwerke (Gasturbinen und GuD), Kernkraftwerke) realisiert und sind nun neben den Kondensationskraftwerken für das Energiesystem in Deutschland auch fossile und mit Biomasse befeuerte zentrale und dezentrale KWK-Anlagen implementiert. Diese Anlagen sind im Modell langfristig als flexibilisierte Kapazitäten abgebildet, d. h. stromgeführt und mit Wärmespeichern, Erzeugungsmanagement und Spitzenkessel ausgestattet. Zudem sind in REMix drei Speichertechniken abgebildet: Pumpspeicherkraftwerke, adiabate Druckluftspeicherkraftwerke und Wasserstoffspeicherung mit Rückverstromung in GuD-Kraftwerken. Damit kann die Konkurrenz bzw. Komplementarität des Lademanagements von Elektrofahrzeugen mit anderen Stromausgleichsoptionen im Energiesystem dargestellt und untersucht werden. Weitere Lastmanagementoptionen sind in der derzeitigen REMix-Version noch nicht integriert. Der Aufbau des Modells und seine wesentlichen Eingangsdaten sind in Abbildung 5-1 dargestellt und in [Scholz 2012] bzw. [Luca de Tena 2012] dokumentiert.

Für die abgebildeten Technologien sind techno-ökonomische Entwicklungspfade bis zum Jahr 2050 hinterlegt, die auf den in [Nitsch et al. 2011] beschriebenen Annahmen basieren (s. Abschnitt 3.4). Das REMix-Optimierungsmodell nutzt einerseits die zeitlich und räumlich hoch aufgelösten Potenzialdaten erneuerbarer Energien aus einem GIS-Inventar als Eingangsgröße zur Darstellung der Erzeugungszeitreihen eines Jahres. Zudem werden die im verwendeten Langfristszenario dargestellten installierten Erzeugungskapazitäten für die gesamte Stromerzeugung sowie Kapazitäten für Speicher, Elektrolyseure, Netztransfer sowie zeitlich variierende Batteriekapazitäten für eine Ladesteuerung von Elektrofahrzeugflotten entsprechend der Ergebnisse aus Kapitel 4 für die Optimierungsrechnungen vorgegeben.

Bei den Simulationen ausgehend von vorgegebenen Erzeugungskapazitäten der dargebotsabhängigen und fluktuierenden Stromerzeugung wird der Ausbau bzw. der kostenoptimierte Einsatz von Energiespeichern, regelbaren Erzeugungskapazitäten zur Deckung der residuellen Lasten und Übertragungsleitungen zwischen Modellregionen im europäischen Verbund untersucht. Die Berechnung beruht auf zeitlich-räumlichen Informationen über Last, Erzeugungsangebot und Kosten der verschiedenen Lastdeckungsoptionen. Auch die berechneten Kapazitäten zusätzlicher Übertragungsleitungen sind ein Ergebnis der volkswirtschaftlichen Optimierung sowie der Annahmen zu Kosten und Ausbaugrenzen. Die Vorgehensweise zur Kopplung der REMix-Modellierungen mit dem in dieser Studie eingesetzten Netzmodell auf der Ebene des Transportnetzes wird in Abschnitt 6.4 näher erläutert.

Ziel der dynamischen Simulationen des Energiesystems ist es, unter realistischen Annahmen zur Flexibilität verschiedener Ausgleichsoptionen in einem System mit hohem regenerativen Stromerzeugungsanteil die potentiellen Auswirkungen einer Elektrifizierung der Mobilität auf die Stromerzeugung und nachfolgend auf das Transportnetz zu ermitteln. Hierzu müssen die Strukturoptionen der Stromversorgung für die Simulationen definiert und Auslegung und Betrieb mit plausiblen Kennwerten charakterisiert werden. Die hierzu getroffenen Annahmen werden im Folgenden beschrieben.

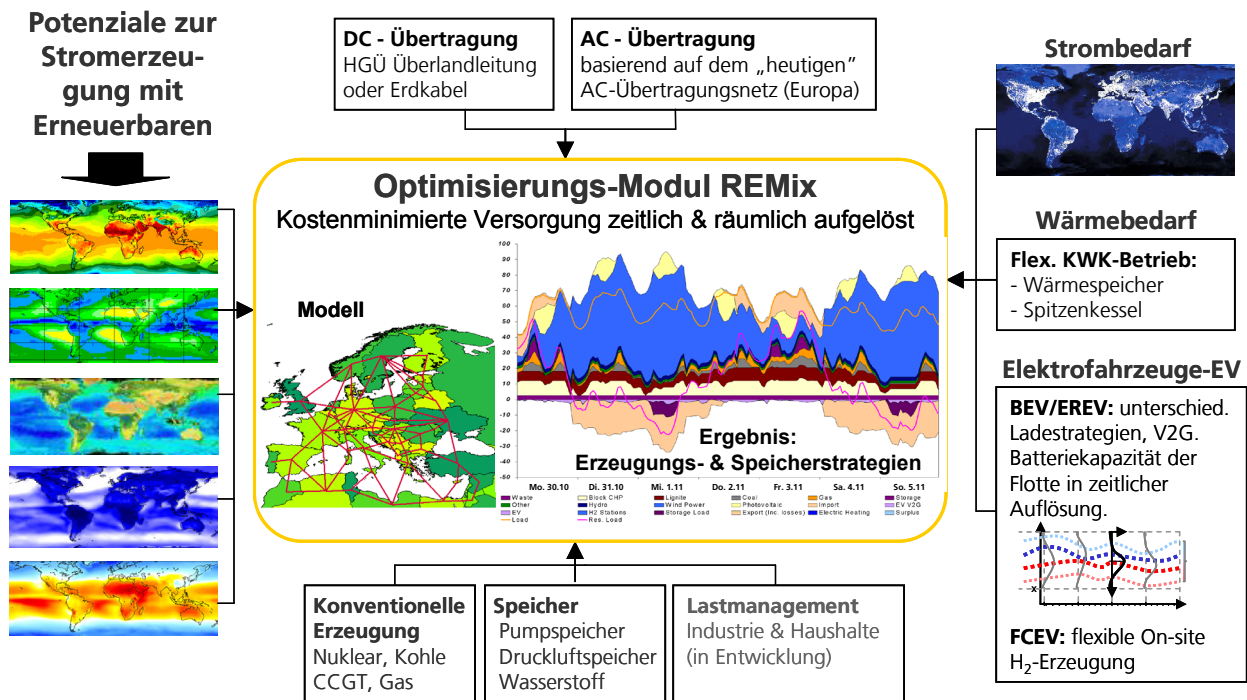


Abbildung 5-1: Aufbau des Modells REMix mit Inputdaten

Für die dynamischen Simulationen mit REMix wurde der Bilanzraum des Verbundsystems in 10 Modellregionen Europas und eine Region Nordwestafrika unterteilt (Abbildung 5-2). Die Regionen wurden für diese Studie unter Berücksichtigung von Netzkapazitäten und Erzeugungsstruktur differenziert und der gesamte Bilanzraum auf die Nachbarschaft Deutschlands bzw. die mögliche Bedeutung für das deutsche Stromversorgungssystem fokussiert. In einem ersten Simulationsschritt wird ein Netzausbauszenario für den europäischen Verbund ermittelt und die Import-/Exportzeitreihen über die Landesgrenzen Deutschlands bestimmt.

1	Germany	Deutschland
2	North	Dänemark Nord, Finnland, Norwegen, Schweden
3	Dk-W	Dänemark West
4	BeNeLux	Belgien, Luxemburg, Niederlande
5	Iberia	Portugal, Spanien
6	Alps	Schweiz, Österreich, Liechtenstein
7	France	Frankreich
8	Italy	Italien
9	East	Polen, Tschechische Republik, Slowakei
10	UK&IE	Großbritannien, Irland
11	North Africa	Algerien, Marokko, Tunesien



Abbildung 5-2: Aggregierte Regionen im Modell REMix

Da die Berechnung der Stromversorgung im europäischen Bilanzraum trotz der Zusammenfassung der Länder sehr viel Rechenzeit benötigt, wird dies in Fünf-Stunden-Schritten mit entsprechenden Mittelwerten der Eingangsdaten durchgeführt. Dadurch kann bei diesen

Rechnungen der Bedarf an Ausgleichsenergie im gesamten Bilanzraum etwas unterschätzt werden. Die genaueren Analysen für die Stromversorgung in Deutschland werden dann in einem zweiten Simulationsschritt mit stündlicher Auflösung durchgeführt. Wegen der großen Datenmengen wird mit REMix immer nur ein einzelnes Jahr simuliert. Die Analyse der Stromversorgung stützt sich in der derzeitigen Modellversion auf das Wetterjahr 2006.

Für die Analysen der Stromversorgung und der Lastflüsse innerhalb Deutschlands in einem zweiten Simulationsschritt wird entsprechend [DENA 2010a] das Regionenmodell der Übertragungsnetzbetreiber verwendet [ÜNB 2009]. Dieses Regionenmodell unterteilt Deutschland in 18 Regionen, mit denen ausgehend von der heutigen Netz- und Erzeugungsstruktur aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber die Netzauslastung und der Netzausbaubedarf bestimmt werden kann. Die Einspeiseleistungen aus den Offshore-Gebieten werden den benachbarten Regionen entsprechend ihren vorgesehenen Anschlusspunkten zugeordnet. Abbildung 5-3 zeigt die Struktur des Regionenmodells sowie die regional verteilte installierte Erzeugungsleistung, auf dessen Grundlage die Verteilung der zukünftigen regelbaren Kapazitäten im Energieszenario für die REMix-Simulationen erfolgt. Die installierten Kapazitäten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien werden entsprechend der REMix zugrunde liegenden räumlich aufgelösten Potenzialdaten über die Regionen verteilt.

Der Energiebedarf der Mobilitätsoptionen wird in REMix entsprechend der Ergebnisse aus Kapitel 4 (Modellierungen mit *VECTOR21*) abgebildet. In den untersuchten Szenarien wird für das Jahr 2050 eine Elektrofahrzeugflotte von 27 Millionen entsprechend der in AP4 ermittelten Flottenentwicklung angesetzt. Der gesamte Stromverbrauch liegt bei 53,5 TWh/a. Im Jahr 2030 beträgt die Anzahl der PKW mit Elektroantrieb 5,1 Millionen, was einem Stromverbrauch von etwa 10 TWh/a entspricht. Es wird angenommen, dass im Jahr 2030 30 % der Fahrzeuge gesteuert geladen werden können. Für das Jahr 2050 wird die konservative Annahme getroffen, dass 60 % der Elektrofahrzeuge über eine Ladesteuerung verfügen, für ein Drittel davon wird bidirektionale Ladesteuerung angesetzt, d. h. sie können bei Bedarf und wenn es für das Stromversorgungssystem die kostengünstigste verfügbare Option ist, aus der Batterie in das Netz einspeisen. Für das Energiesystem im Jahr 2050 wurde entsprechend [Nitsch et al. 2011] angenommen, dass erneuerbarer Wasserstoff als dritter erneuerbarer Energieträger im Verkehr zum Erreichen des übergeordneten Klimaschutzzieles erforderlich sein wird. In den Szenarien wird der Einsatz von Wasserstoff auf 57 TWh angesetzt, entsprechend werden für die Erzeugung der benötigten etwa 85 TWh Strom zusätzliche erneuerbare Kapazitäten (Wind und PV) im System angenommen. Der Wirkungsgrad der Elektrolyseure zur dezentralen Onsite-Erzeugung an Tankstellen wird einschließlich Kompression mit 67% angesetzt, deren Auslastung mit 4000 h/a. Die Wasserstoffspeicher an den Tankstellen werden mit 12 Stunden Speicherkapazität (Stunden der durchschnittlichen H₂-Nachfrage) ausgelegt. Durch diese Annahmen sind die Gestehungskosten auf einem plausiblen Niveau, die Flexibilität der Erzeugung erscheint aber ausreichend, um nicht nur bilanziell, sondern auch in der zeitlichen Auflösung weitgehend erneuerbare Energie für die Wasserstoffherzeugung einzusetzen. Die Annahme einer Wasserstoffherzeugung mit fester Auslastung erhöht die technische und ökonomische Plausibilität des Wasserstoffeinsatzes, hat aber auch Auswirkungen auf den Einsatz der regelbaren Kraftwerke sowie der Kurzfristspeicher wie etwa Pumpspeicher.

Die für Deutschland errechneten Gesamtwerte für Fahrzeugflotten, Stromverbrauch, Batteriekapazitäten und ihr stündlicher Ladezustand wurden über die Bevölkerungsdichte auf die 18 Modellregionen übertragen. Für Plug-in-Hybride und Vollelektrofahrzeuge (BEV) sind jeweils drei Fahrzeugklassen (klein, mittel und groß) implementiert, die sich hinsichtlich ihrer Jahresfahrleistung, Batteriegröße, Fahrprofile und des spezifischen Verbrauchs unterschei-

den. Aus einem großen Satz an Fahrprofilen wird für jede Fahrzeugklasse die Verteilung des Energiebedarfs während des Tages bestimmt, ebenso wie Standzeiten, in denen das Fahrzeug geladen werden kann. Ein a priori definierter Teil der Fahrzeuge wird gesteuert geladen und bietet damit die Möglichkeit des Lastmanagements. Ein weiterer Teil der Elektrofahrzeugflotte bietet zusätzlich noch die Möglichkeit, durch Entladung der Batterie Energie in das Netz einzuspeisen (bidirektional, Vehicle-to-Grid). Die Parameter der Elektromobilität wurden im Rahmen der Arbeiten in Kapitel 4 zunächst für Deutschland ermittelt. Unter der Annahme, dass sich die Mobilität in den europäischen Nachbarländern ähnlich wie in Deutschland entwickelt, wird eine ähnliche Entwicklung der Elektromobilität für den gesamten Untersuchungsraum angenommen. Die Anzahl der Fahrzeuge wird hierbei mit der Gesamtbevölkerung und der Anzahl der Fahrzeuge pro Einwohner (Bezugsjahr 2008) relativ zu Deutschland gewichtet. Der im zugrunde liegenden Energieszenario aus [Nitsch et al. 2011] dargestellte Strombedarf für Wasserstofftankstellen in Deutschland wird für andere Länder anhand des Anteils der Wasserstofffahrzeuge an den Straßenverkehrsleistungen übertragen.

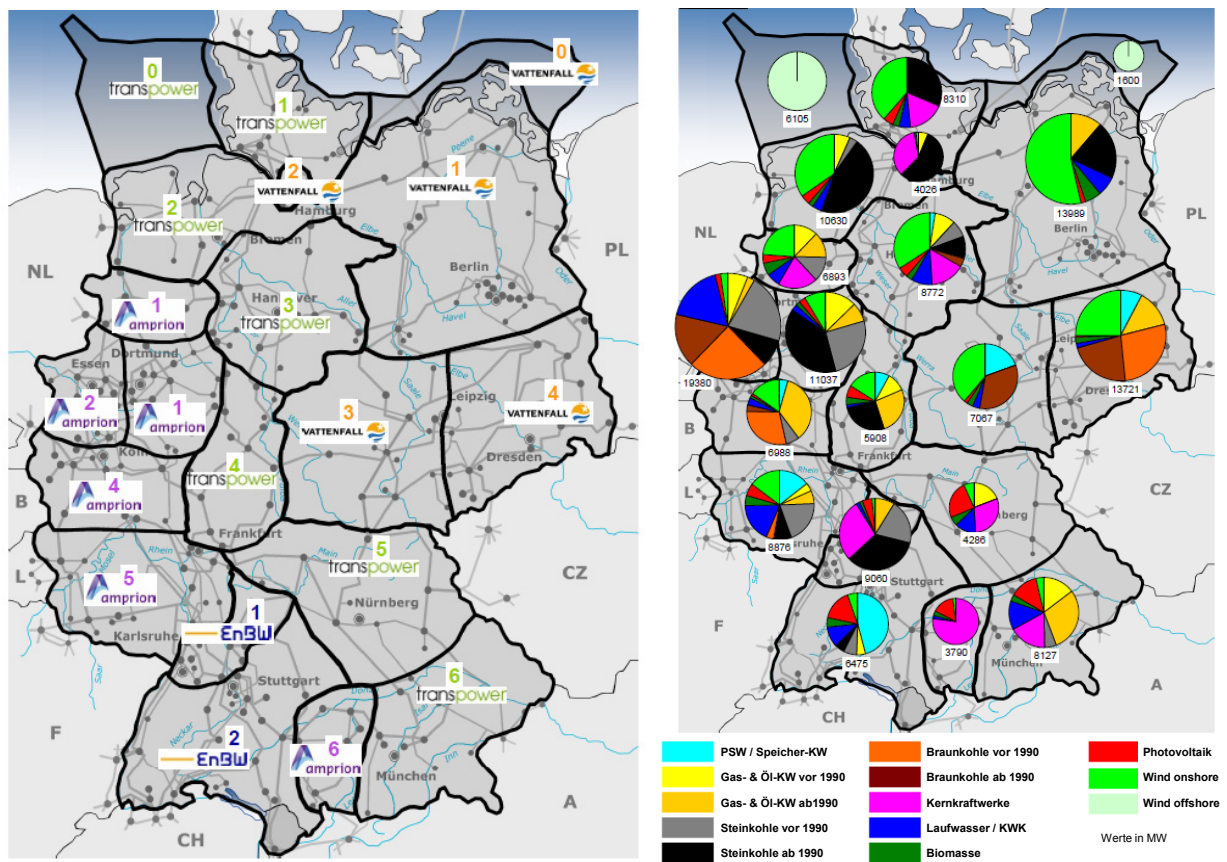


Abbildung 5-3: Regionenmodell der Übertragungsnetzbetreiber sowie Aufteilung der installierten Erzeugungskapazitäten nach Energieträgern aus [ÜNB 2009]

Die Analyse des Energiesystems und des volkswirtschaftlich optimierten Einsatzes der installierten regelbaren Kapazitäten und Lastausgleichsoptionen erfolgt in dieser Studie für zwei grundsätzlich unterschiedliche Versorgungsszenarien. Zunächst erfolgt die Untersuchung des Energiesystems auf europäischer Ebene, wobei in einem **Szenario der primär „lokalen“ Stromversorgung (Szenario L)** für die Jahre 2030 und 2050 die Versorgung ohne Solarstromimport und mit einem entsprechend konservativeren Netzausbau untersucht wird sowie in einem zweiten **Szenario der „transeuropäischen“ Stromversorgung (Szenario T)** ein Solarstromimport und ein entsprechend ambitionierterer Netzausbau angenommen werden. Bei der Optimierung auf europäischer Ebene in Fünf-Stunden-

Schritten wird Deutschland als eine Modellregion abgebildet, wobei im Szenario L nur die unmittelbaren Nachbarregionen von Deutschland und ein Stromaustausch zwischen diesen Regionen Berücksichtigung findet, während im Szenario T für alle in Abbildung 5-2 dargestellten Regionen eine Optimierung der Stromversorgung und damit die weiträumige Nutzung der europäischen EE-Potenziale erfolgt. Die jeweils resultierenden Import-/Exportzeitreihen über die Grenzen Deutschlands hinweg werden dann als Eingangsdaten für die genauere Analyse der Rolle der Elektromobilität in der Stromversorgung in Deutschland in einer zweiten Stufe und mit der oben dargestellten räumlichen sowie einer stündlichen Auflösung durchgeführt.

5.1.2 Langfristszenario der Stromversorgung in Deutschland

Im Folgenden werden die Entwicklungen des langfristigen Strombedarfs sowie der Stromerzeugung in Deutschland bei einer optimistischen Entwicklung der erneuerbaren Energien (EE) entsprechend des zielorientierten Basisszenarios A aus [Nitsch et al. 2011] beschrieben, an dem sich die Eingangsdaten für die dynamischen Modellierungen orientieren. Abbildung 5-4 zeigt die langfristige Entwicklung der Struktur des Bruttostromverbrauchs und der Beiträge der erneuerbaren Energien. Trotz zusätzlicher Stromverbraucher wie Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge sowie dem verstärkten Einsatz von erneuerbarem Strom zur Erzeugung von Prozesswärme sinkt der Endenergieverbrauch Strom aufgrund von Effizienzmaßnahmen bis 2050 um 11 % gegenüber 2008. In diesem Szenario erfolgt langfristig eine signifikante Erzeugung von Wasserstoff aus erneuerbarem Strom einerseits als chemischer Langzeitspeicher für die Rückverstromung und andererseits als sekundärer Energieträger für Wasserstofffahrzeuge. Dies erfolgt unter der Annahme der Notwendigkeit eines dritten erneuerbaren Kraftstoffs im Verkehr aufgrund der begrenzten Verfügbarkeit von Biokraftstoffen aus nachhaltig erzeugter Biomasse und aufgrund der voraussichtlich auch langfristig bestehenden Reichweitenbegrenzung von batterieelektrisch betriebenen Fahrzeugen, wodurch die Elektromobilität die Verkehrsleistungen im Straßenverkehr nur teilweise abdecken kann. Durch die zunehmende Wasserstoffherzeugung steigt trotz der Effizienzmaßnahmen die Bruttostromerzeugung langfristig wieder an. Strom wird zunehmend zur erneuerbaren „Primärenergie“ für den Einsatz im Wärmesektor und im Verkehr und substituiert dort fossile Brenn- und Kraftstoffe. Die erneuerbare Stromerzeugung erreicht im Jahr 2020 aufgrund der Marktdynamiken einen Anteil von etwa 40 % und 2030 von 65 %, im Jahr 2050 wird ein Anteil von über 85 % erreicht. Die Wachstumsdynamik wird überwiegend von der Windenergie und der Solarstrahlung getragen, während das Potenzial der Biomasse zur Stromerzeugung im Rahmen der gesetzten Potenzialgrenzen um 2030 mit rund 60 TWh/a ausgeschöpft sein wird. Zudem wird ein Import von EE-Strom im Rahmen eines europäischen Stromverbunds ab etwa 2020 angenommen. Im Jahr 2050 wird im Szenario T deutlich über 15 % des Gesamtstromverbrauchs als EE-Strom importiert, größtenteils aus solarthermischen Kraftwerken in Nordafrika und Off-shore-Windanlagen aus Nordwesteuropa, im Szenario L wird diese Energiemenge lokal erzeugt.

Abbildung 5-5 zeigt die installierten Leistungen zur Stromerzeugung. Durch den starken Zubau bei Photovoltaik und Windkraft erhöhen sich die insgesamt installierten und insbesondere die nicht-regelbaren Leistungen stark. Die fluktuierende Erzeugung erneuerbarer Technologien erfordert eine zunehmend fluktuierende Restlastdeckung durch regelbare Erzeugungskapazitäten. Um genügend Flexibilität in der Stromerzeugung für die Deckung der Residuallast (gesamte nachgefragte Last abzüglich der nicht-regelbaren Erneuerbaren und der wärmegeführten KWK-Anlagen) zu haben, müssen unflexible Kohlekraftwerke rückgebaut und flexible Gaskraftwerke ausgebaut werden. Insgesamt geht der Bedarf an fossilen Kraft-

werken deutlich zurück. Im Szenario sinkt die Leistung fossiler Kondensationskraftwerke von derzeit 60 GW auf 48 GW in 2020 und auf 29 GW in 2030. Bis 2020 werden insgesamt 27 GW fossile Altkraftwerke stillgelegt. Der Neubau fossiler Kraftwerke muss mit 18 GW sehr restriktiv gehandhabt werden. Im Jahr 2050 verbleibt noch eine fossile Gesamtleistung (einschließlich KWK) von knapp 40 GW, die zusammen mit anderen Maßnahmen zur Deckung der residualen Last dient. Im Folgenden wird durch die Simulationen gezeigt, wie trotz dieses Rückbaus an regelbarer Leistung durch gesteuerte Verbraucher und ein großräumiger Verbund erneuerbarer dargebotsabhängiger Stromerzeugung die Stromlast in jeder Stunde des betrachteten Jahres gedeckt werden kann.

Weitere Angaben zum Entwicklungspfad des Energiesystems sowie zu den detaillierten Ausbaupfaden der Technologien finden sich in [Nitsch et al. 2011] sowie dem Datenanhang der Studie.

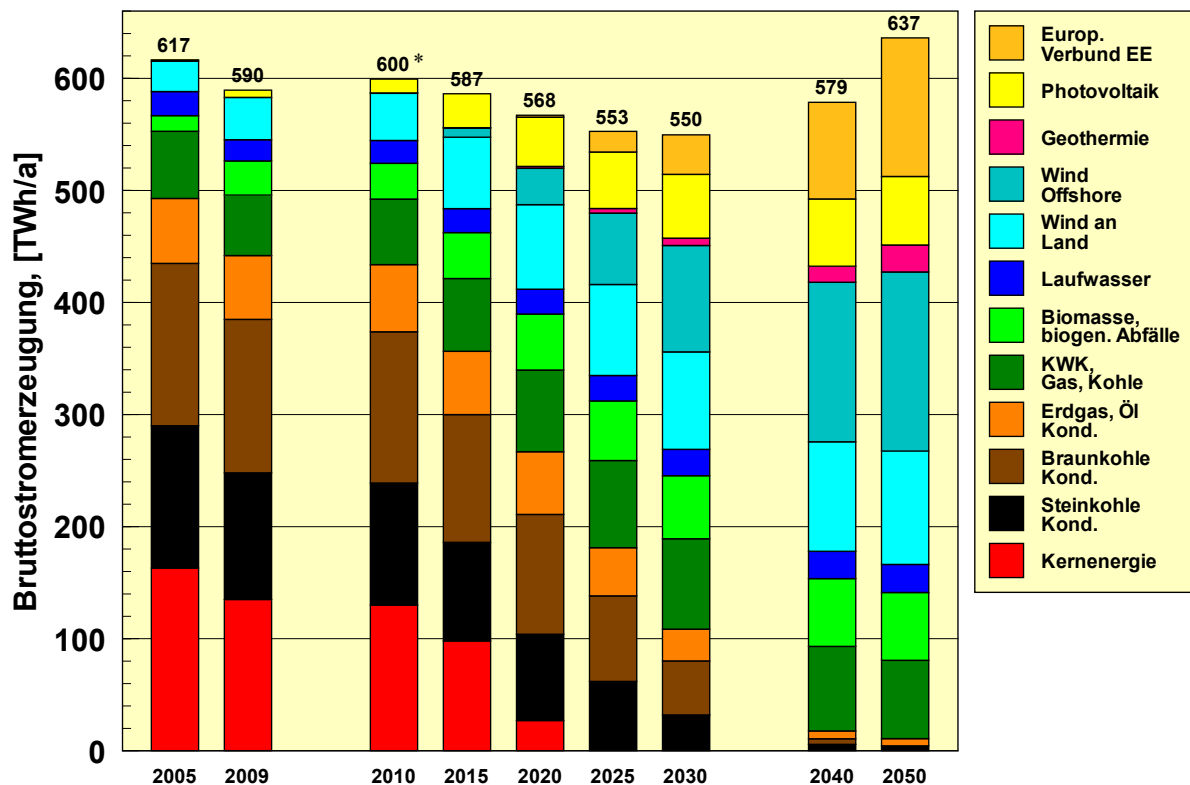


Abbildung 5-4: Entwicklung der Bruttostromerzeugung in Deutschland bis 2050, Basisszenario A aus [Nitsch et al. 2011] * realer Wert 2010: 615 TWh

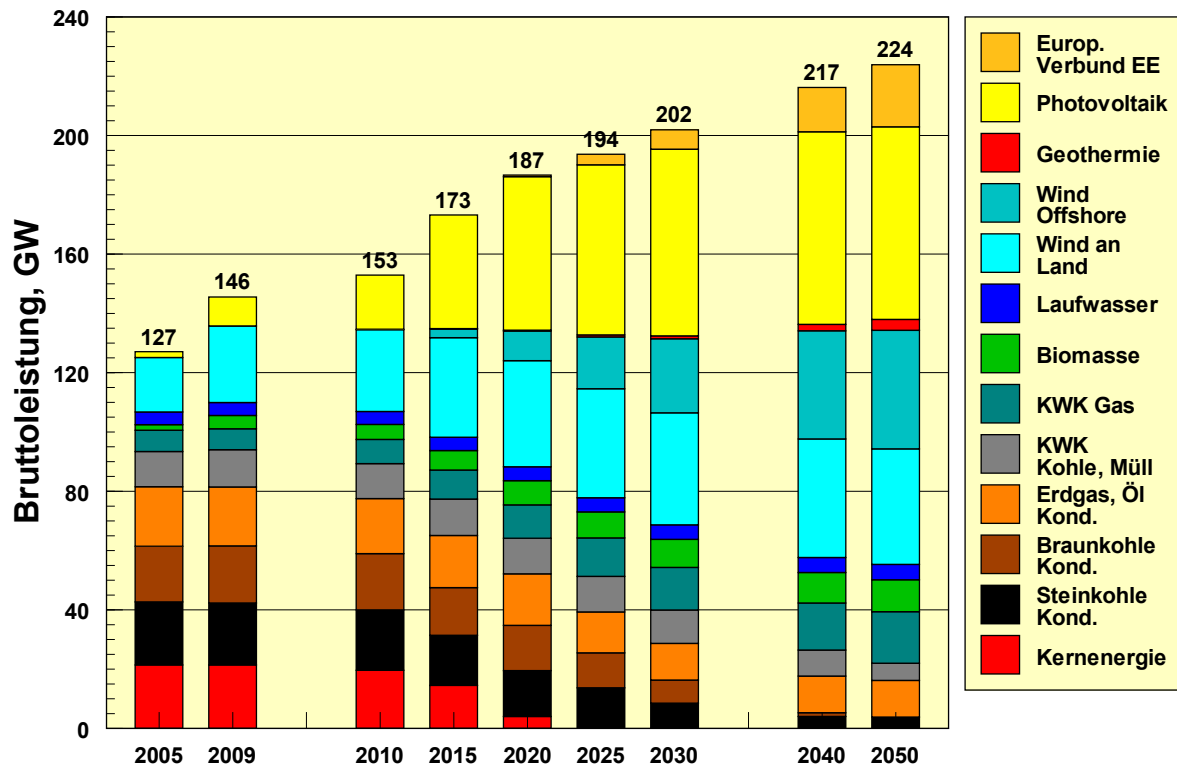


Abbildung 5-5: Entwicklung der Bruttoleistung der Kraftwerke in Deutschland bis 2050, Basisszenario A aus [Nitsch et al. 2011]

* Leistungen „Europäischer Verbund EE“ bezeichnet Strom nach Deutschland liefernde Kraftwerke im Ausland

5.1.3 Langfristszenario der Stromversorgung in Europa

Für die als Verbundsystem untersuchten Länder Europas und Nordafrikas werden in dieser Studie mit dem Fokus auf erneuerbare Energien möglichst vergleichbare Randbedingungen angenommen wie für Deutschland. Es werden folglich ähnliche Entwicklungen der erneuerbaren Anteile und der installierten Leistungen erneuerbarer Stromerzeuger im europäischen Ausland zugrunde gelegt. Diese basieren auf den Studien MED-CSP und TRANS-CSP ([BMU 2005], [BMU 2006]), in denen ein zu ca. 80 % auf erneuerbaren Energien basierendes Energieversorgungssystem für Europa, den Nahen Osten und Nordafrika entworfen wurde. In den beiden Studien wurde ein besonderer Schwerpunkt auf den Import von Strom aus regelbaren solarthermischen Kraftwerken in Wüstengebieten nach Europa gelegt, was den Zielsetzungen des transeuropäischen Szenarios T entspricht. Die installierten Kapazitäten für PV und Wind im Jahr 2030 wurden unter Berücksichtigung der heutigen Ausbauzahlen und der Ziele bis 2020 in den NREAPs an die Ausbaudynamik der letzten Jahre angepasst. Die resultierenden, für das Szenario T im Bilanzraum angesetzten installierten Leistungen zur Stromerzeugung sind in Tabelle 5-1 dargestellt. In der Summe werden für das Jahr 2030 installierte Stromerzeugungskapazitäten von insgesamt knapp 1150 GW angenommen, der erneuerbare Anteil bei den Leistungen liegt im Mittel bei 60 %. Außer für Deutschland liegt insbesondere für die Regionen North, Iberia und Alps der EE-Anteil bereits im Jahr 2030 über 70 %. Für das Jahr 2050 resultieren eine Gesamtleistung von 1270 GW und ein mittlerer EE-Anteil von 81%. Die Leistungen für den Export von Solarstrom aus Nordwestafrika nach Europa sind in Anlehnung an die TRANS-CSP-Szenarien 20,5 GW im Jahr 2030 und ca. 70 GW im Jahr 2050 (s. auch Abbildung 5-6).

Tabelle 5-1: Installierte Kraftwerksleistungen in den 10 europäischen Modellregionen in RE-Mix in GW für das Szenario der Stromversorgung

2030 in GW	North	Dk-W	BeNeLux	Iberia	Alps	France	Italy	East	UK&IE	N.-Africa
Gas (GuD, BHKW)	3,0	0	14,4	20,8	5,3	12,6	29,3	5,3	40,8	
Gasturbinen	23,5	4,1	8,9	3,4	2,7	40,0	18,7	4,6	15,8	
Steinkohle	4,6	2,2	6,0	13,7	0	10,8	4,0	17,4	23,8	
Braunkohle	0,5	0	0	1,6	0	2,2	0	12,5	0	
Kernkraft	1,0	0	2,5	2,0	2,0	22,0	0	2,5	2,5	
Biomasse, Abfall	7,6	0,6	2,5	5,2	2,2	7,6	4,8	4,9	4,1	
Geothermie	0,1	0	0,1	1,3	0,2	0,7	1,7	0,2	31,4	
Solarthermie (CSP)	0	0	0	4,0	0	0	0,7	0	0	20,5*
Wasser Speicher	48,4	0	0	0	16,8	0	0	0	0	
Wasser Laufwasser	7,3	0,01	1,3	26,7	8,7	25,3	22,0	7,6	4,8	
Photovoltaik	3,8	0,5	4,3	13,5	3,8	17,7	25,6	8,6	5,3	
Windkraft	15,0	4,9	17,2	48,3	3,4	34,4	24,2	17,4	38,0	
Summe	114,8	12,3	57,0	140,5	45,2	173,3	130,9	81,2	166,4	20,5*
2050 in GW	North	Dk-W	BeNeLux	Iberia	Alps	France	Italy	East	UK&IE	N.-Africa
Gas (GuD, BHKW)	2,3	0	10,7	14,4	1,0	9,3	15,9	5,1	39,5	
Gasturbinen	16,5	4,7	6,6	1,6	0,5	24,1	7,7	4,3	11,6	
Steinkohle	0,8	0,8	2,6	2,4	0	6,2	1,2	3,6	7,8	
Braunkohle	0,0	0	0	0,3	0	1,3	0	2,6	0	
Kernkraft	0,0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	
Biomasse, Abfall	16,7	1,1	3,3	7,2	3,6	28,9	5,6	10,3	5,1	
Geothermie	0,2	0	0,3	6,0	0,9	3,0	5,0	1,2	0,1	
Solarthermie (CSP)	0	0	0	8,9	0	0	1,1	0	0	69,6*
Wasser Speicher	43,5	0	0	0	17,1	0	0	0	0	
Wasser Laufwasser	7,4	0,01	1,3	29,1	8,9	25,3	23,2	8,2	4,8	
Photovoltaik	17,1	1,0	21,6	30,4	18,2	23,8	29,0	28,7	27,3	
Windkraft	29,7	6,1	20,6	54,6	7,0	59,8	44,0	35,5	59,7	
Summe	134,4	13,8	67,0	154,8	57,2	181,8	132,7	99,6	156,0	69,6*

* nur Kraftwerksleistung für Export nach Europa

In der Abbildung 5-7 ist die Struktur der Erzeugung in jeder Region dargestellt. Die Höhe der Balken ist proportional zur Menge des erzeugten Stroms. Die in Nordwestafrika dargestellte Stromerzeugung aus solarthermischen Kraftwerken stellt nur den für den Export nach Europa bestimmten Anteil dar, entsprechend der Annahmen in den Energieszenarien ([BMU 2005], [BMU 2006]). Die Ergebnisse zeigen zum einen die Bedeutung der Windkraft entsprechend der vorgegebenen installierten Kapazitäten. Aber auch die Anbindung der Wasserkraft in Nordeuropa mittels zusätzlicher HGÜ-Leitungen spielt eine große Rolle für das europäische Energiesystem. Die Stromerzeugung der KWK-Kapazitäten sowie deren Ausgleichspotenzial durch stromgeführten Betrieb sind derzeit nur für Deutschland abgebildet. In allen Modellregionen wurden Vorgaben für den Strombedarf und die Potenziale zur Ladesteuerung der Elektromobilität sowie der Wasserstoffherzeugung aus Strom einbezogen.

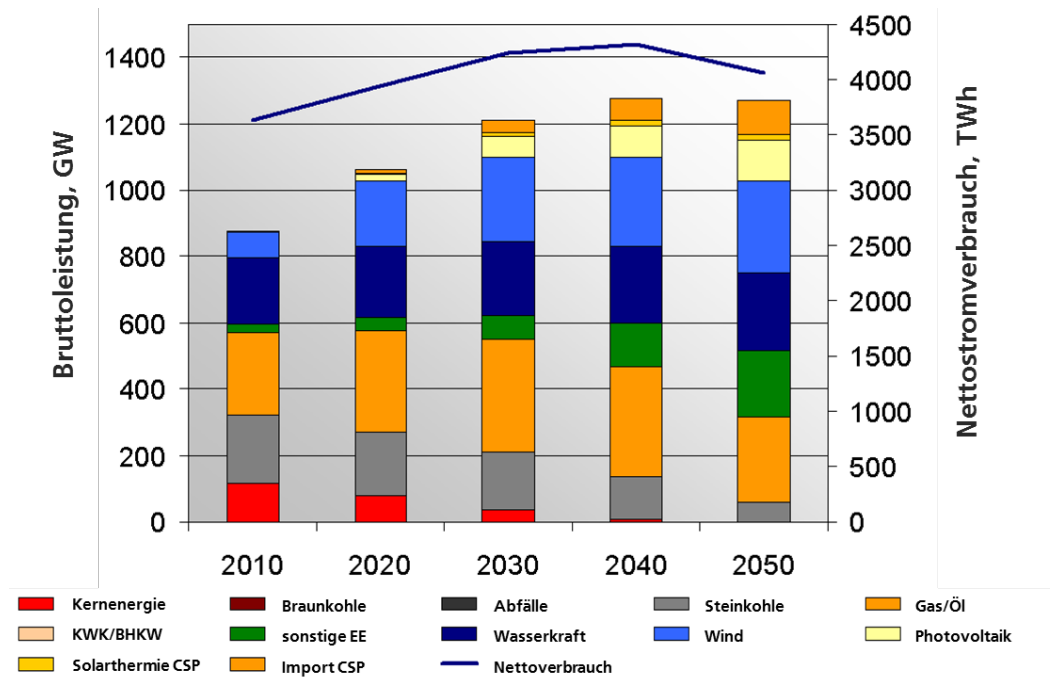


Abbildung 5-6: Entwicklung der Bruttoleistung der Kraftwerke in der Region Europa bis 2050 im Szenario T basierend auf [BMU 2005, BMU 2006]

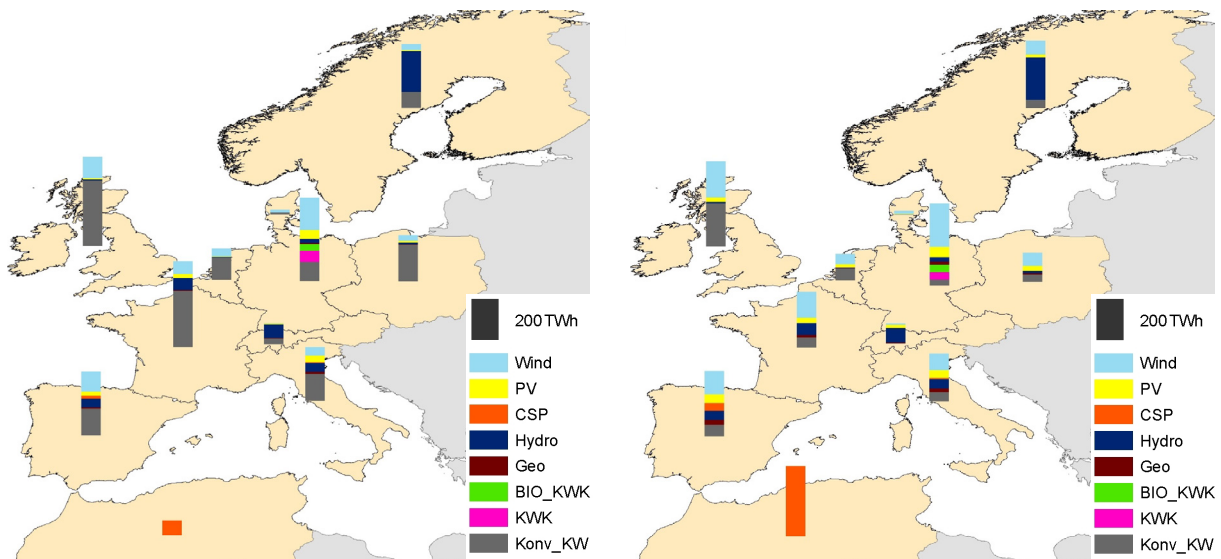


Abbildung 5-7: Struktur und Verteilung der Stromerzeugung in der Region Europa und Nordafrika in 2030 (links) und 2050 (rechts) Szenario T*

* an die Ausbaudynamik der letzten Jahre angepasste Werte aus [Nitsch et al. 2011, BMU 2005, BMU 2006]

5.1.4 Netzausbauszenarien als Randbedingung des Lastausgleichs

Im ersten Schritt wurde mit dem weiterentwickelten Modell REMix ausgehend von dem vorgegebenen Kapazitäts-Mengengerüst ein plausibles Netzausbauszenario in einer volkswirtschaftlich kostenminimierten Stromversorgung ermittelt. Der Stromtransport wird in REMix zum einen über ein vereinfachtes Wechselstrom-Höchstspannungsnetz und über (Punkt-zu-Punkt-) Hochspannungsgleichstrom-Verbindungen (HGÜ) abgebildet. Bei der Modellierung des Wechselstrom-Höchstspannungsnetzes wird der Transport zwischen den oben beschriebenen Regionen mit Hilfe der Power Transfer Distribution Factors (PTDF) unter Berücksichtigung der Net Transfer Capacities (NTC) berechnet. Diese Eingangsdaten wurden

aus den Simulationen mit einem europäischen Transportnetzmodell unter Berücksichtigung der geplanten Ausbaumaßnahmen nach [entso-e 2010] abgeleitet (s. Arbeiten der FGH in Abschnitt 6.5). Der weitergehende langfristige Ausbau der großräumigen Transportkapazitäten wird in REMix über HGÜ-Leitungen dargestellt. Dabei werden mögliche Verbindungen und die Länge der Leitungen als Abstand zwischen den Netzknoten im Modell vorgegeben. Da diese vereinfachte Analyse weder netztechnische noch gesellschaftliche Aspekte berücksichtigen kann, wurden weitere Annahmen getroffen, die im Sinne eines konservativen Ansatzes zu einem plausibleren Ausbauszenario führen. Für das Jahr 2030 wurde davon ausgegangen, dass der kostenoptimale Netzausbau aufgrund von politischen und energiewirtschaftlichen Hemmnissen (Rahmenbedingungen) und gesellschaftlichen Barrieren (Akzeptanz) nur zur Hälfte realisiert werden kann. Danach ist bis zum Jahr 2050 ein weiterer Netzausbau nur unter Berücksichtigung von 5-fach höheren spezifischen Investitionen entsprechend Erdkabeln möglich. Die Ergebnisse für 2030 sind in Abbildung 5-8 und für 2050 in Abbildung 5-9 (Szenario L) und Abbildung 5-10 (Szenario T) dargestellt. Die Ausbauszenarien werden für die weiteren Simulationen als Randbedingung zur Optimierung von regelbaren Leistungen, Speichern und Lastmanagement festgelegt.

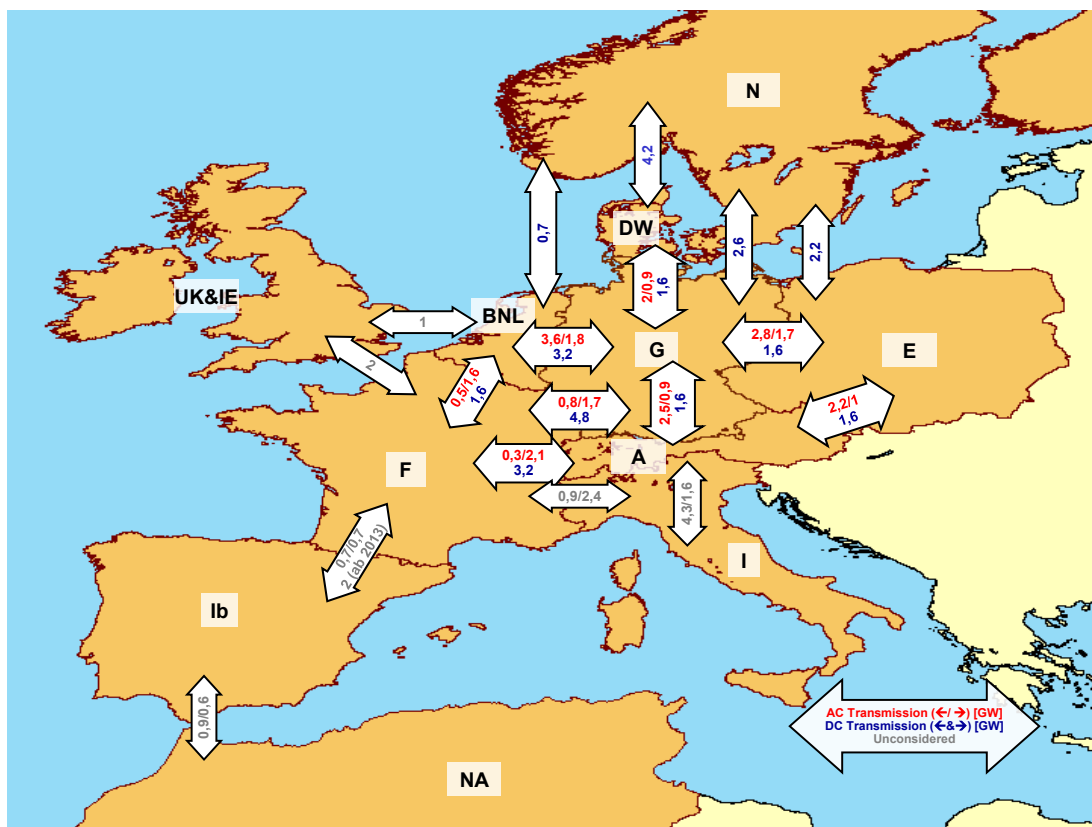


Abbildung 5-8: Mit REMix ermitteltes europäisches Netzausbauszenario für das Jahr 2030

AC: Hochspannungs-Wechselstrom

DC: Hochspannungs-Gleichstrom (HGÜ)

Das Ergebnis der kostenminimierenden Modellierung der Stromversorgung über den Bilanzraum Deutschland und unmittelbare Nachbarländer ergibt für das Jahr 2030 – unter den getroffenen Annahmen – eine zusätzliche Netztransferkapazität über die Grenzen Deutschlands hinweg von etwa 15 GW mittels HGÜ-Leitungen mit unterschiedlichen Übertragungskapazitäten. Die Gesamtkapazität der vorhandenen AC-Leitungen beträgt etwa 11,7 GW (erwartet für das Jahr 2013). Das Ausbauszenario erscheint trotz des konservativen Ansatzes durchaus ambitioniert, sowohl was die Leistung als auch die Anzahl der zusätzlichen

Leitungen anbelangt. Abbildung 5-9 zeigt die Ergebnisse für das Szenario L im Jahr 2050. Unter den getroffenen Annahmen erfolgt auch zwischen 2030 und 2050 bei den angesetzten fünffach höheren HGÜ-Kosten ein signifikanter weiterer Ausbau der Netzkapazität zu den Nachbarländern. Im Szenario L erreicht der Ausbau insgesamt eine HGÜ-Transferkapazität von 31,4 GW, im Szenario T von 37,4 GW über die Grenzen Deutschlands hinweg. Im Szenario T ist der Netzausbau folglich ehrgeiziger als im Szenario L, vor allem an der Kuppelstelle zur Region Alps. Wesentlicher Grund hierfür ist, dass im Szenario L Deutschland keinen Netto-Stromimport aufweist, während im Szenario T 130 TWh importiert werden.

Insgesamt werden im Szenario T für die Optimierung der Stromversorgung im Jahr 2050 zwischen allen betrachteten europäischen Regionen einschließlich Deutschland ca. 130 GW Netztransferkapazität über HGÜ-Leitungen ausgebaut. Durch die Vorgabe des Solarstromimports nach Europa werden zusätzlich etwa 68 GW für den weiträumigen Transport von Strom aus solarthermischen Kraftwerken von Nordwestafrika nach Europa berechnet. Davon werden 39,6 GW Leitungskapazität über Italien und 28,6 GW über Spanien zugebaut. Die Verteilung der weiteren zusätzlichen HGÜ-Verbindungen in Europa ergibt sich zu einem Großteil aus der Weiterverteilung des Stromimports aus Afrika in unterschiedliche Länder und Regionen.

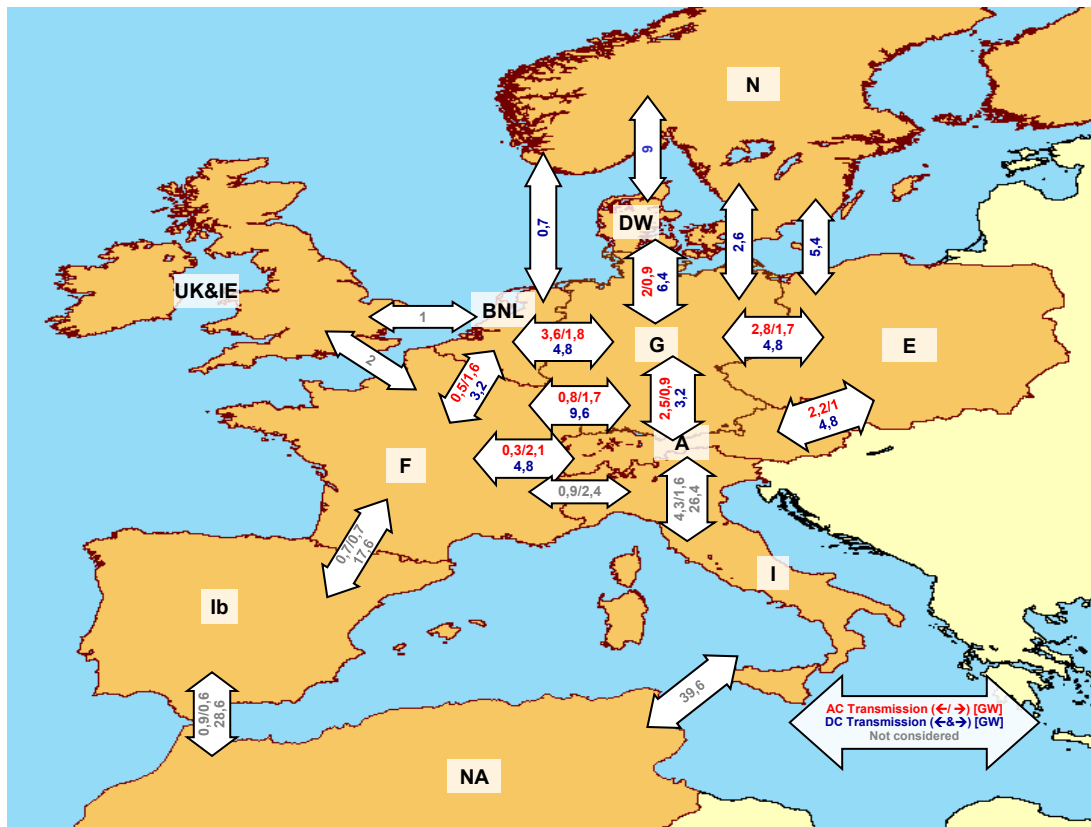


Abbildung 5-9: Mit REMix ermitteltes Netzausbauszenario für das Jahr 2050 im Szenario L mit primär nationaler EE-Nutzung und Austausch mit den Nachbarregionen

AC: Hochspannungs-Wechselstrom

DC: Hochspannungs-Gleichstrom (HGÜ)

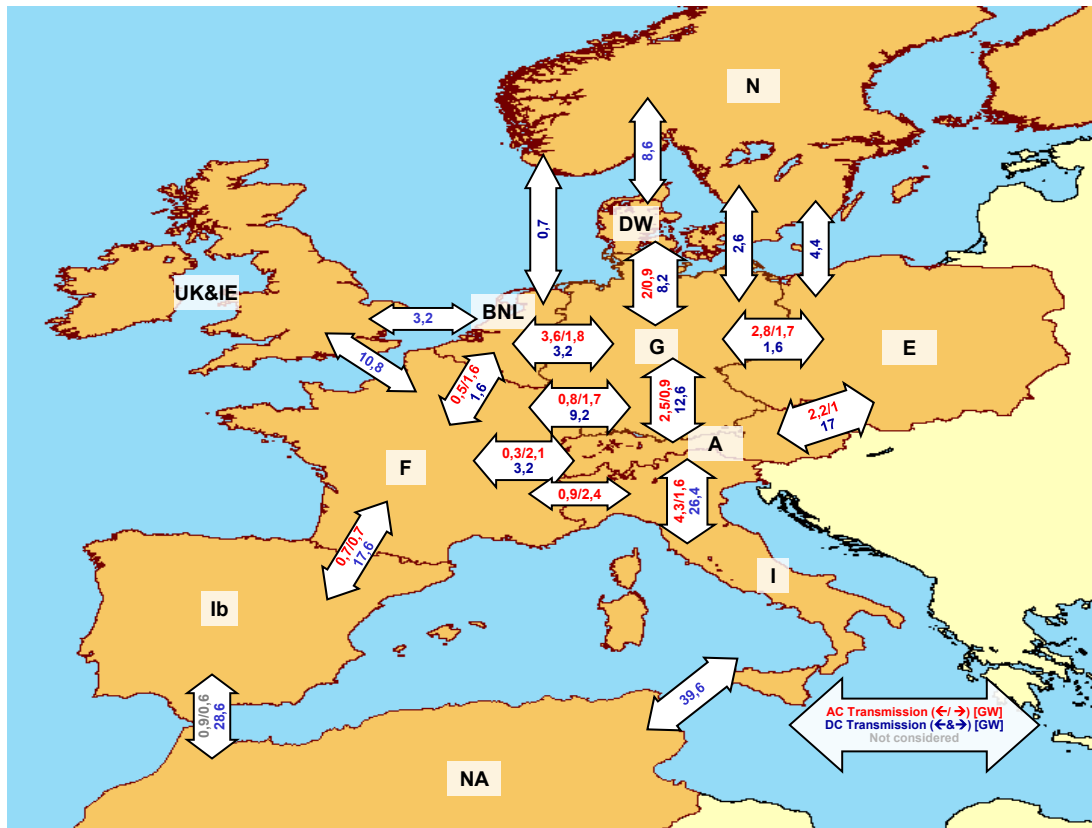


Abbildung 5-10: Mit REMix ermitteltes Netzausbauszenario für das Jahr 2050 im Szenario T mit transeuropäischem Stromverbund und Solarstromimport

AC: Hochspannungs-Wechselstrom

DC: Hochspannungs-Gleichstrom (HGÜ)

Bei der Bewertung der Ergebnisse ist zu berücksichtigen, dass die berechneten Leistungen der Stromübertragungsleitungen wie auch die Leistungen der Stromerzeugungs- und Stromspeicherkapazitäten kumulierte Werte darstellen, die sich auf mehrere Länder und Regionen verteilen. Die Stromübertragungsleistungen können also auch dem Weitertransport in andere Regionen dienen und sind nicht notwendigerweise nur dem direkten Austausch zwischen den Regionen zuzurechnen, die sie verbinden.

5.2 Rolle der Elektromobilität im Energiesystem der Zukunft im Vergleich zu anderen Stromausgleichsoptionen (DLR TT)

In den folgenden Abbildungen sind die Ergebnisse der Simulation der zukünftigen Stromversorgung basierend auf einem dominierenden Anteil erneuerbarer Energien in zeitlicher Auflösung dargestellt und erläutert. Die Berechnungen für das Jahr 2030 und 2050 unterscheiden sich vor allem im Anteil der erneuerbaren Energien sowie der Anzahl der Elektrofahrzeuge in der Fahrzeugflotte. Abbildung 5-11, Abbildung 5-14 und Abbildung 5-15 zeigen beispielhaft für eine Woche im Herbst die stündlich aufgelösten Lasten und Erzeugungen in den Szenaren L für 2030 und 2050 und im Szenario T im Jahr 2050, die sich als Ergebnis der Kostenoptimierung unter Voraussetzung der Erzeugungskapazitäten der Szenarien, des ermittelten europäischen Netzausbaus und der angenommenen Kostenentwicklungen der Technologien und Brennstoffe ergeben. Für das Jahr 2030 sind in Stunden hoher Windstromerzeugung bereits Überschüsse bis über 30 GW sichtbar (Flächen unter der Nulllinie), die durch Speicher und Exporte vollständig genutzt werden können. In diesen Zeiten ergibt sich aufgrund der Berücksichtigung der Stromnachfrage und den Gestehungskosten im ge-

samten europäischen Stromverbund trotz des hohen Angebots an erneuerbarem Strom auch eine Erzeugung durch regelbare fossile Kapazitäten. In Stunden mit sehr niedriger erneuerbarem Energiedargebot steigt die Erzeugung der fossilen Kraftwerke und Strom wird über die Pumpspeicher bereitgestellt und importiert. So kann in jeder Stunde die Last (orange Linie in Abbildung 5-11) gedeckt werden. Bei der Beladung der Elektrofahrzeuge (hellgraue Fläche unter der Nulllinie) ergibt sich einerseits ein Strombezug in fast allen Stunden, was auf den hohen Anteil der Fahrzeuge mit ungesteuerter Beladung und der daraus resultierenden Stromnachfrage aufgrund der Mobilität zurückzuführen ist. Zum anderen ist aber deutlich, dass durch die angenommenen Fahrzeuge mit Lademanagement bereits im Jahr 2030 die aus der Beladung resultierende Last mit dem erneuerbaren Erzeugungsprofil teilweise korreliert.

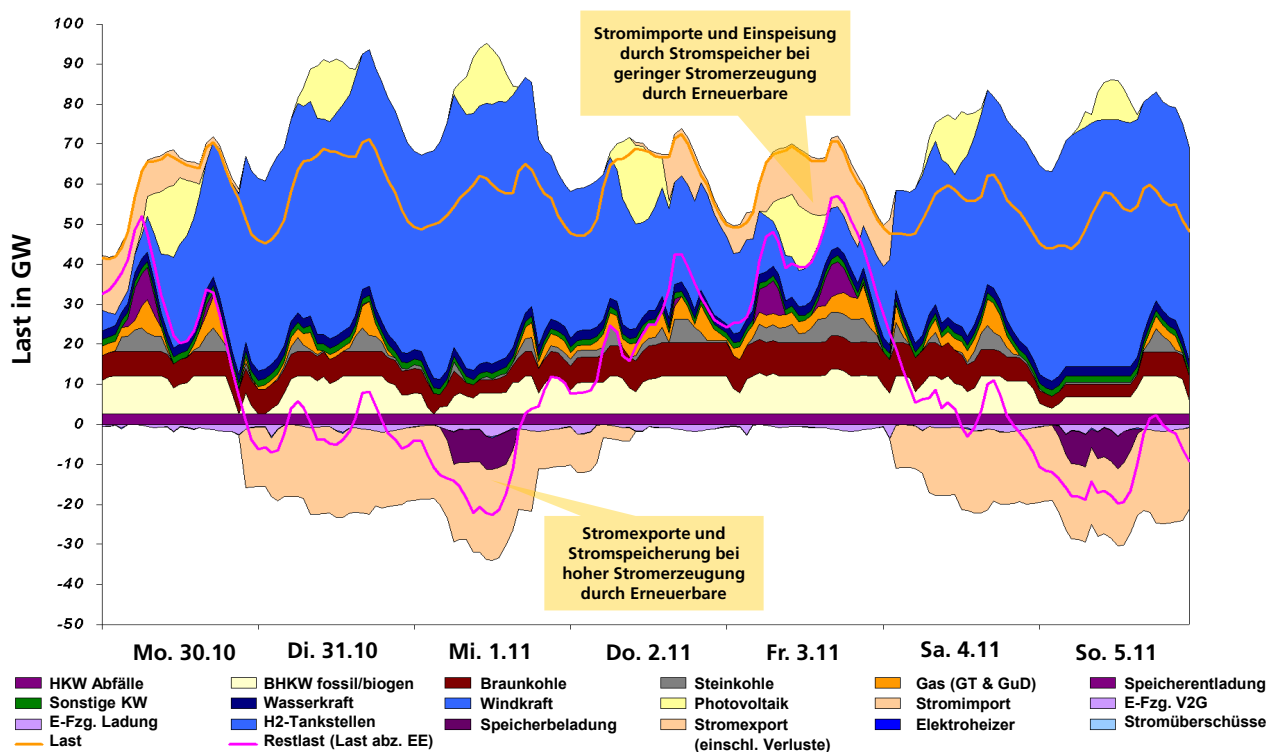


Abbildung 5-11: Simulation des zeitlich aufgelösten Verlaufs der Lastdeckung in Deutschland mit REMix, dargestellt über eine Woche des Jahres 2030

* Sonstige Kraftwerke (KW): Strom aus Biomasse und Tiefengeothermie

In Abbildung 5-12 und Abbildung 5-13 sind die Jahresdauerlinien der Last und Erzeugungen für das gesamte Jahr 2030 dargestellt, d. h. die Last und Erzeugungen ohne zeitlichen Zusammenhang sortiert nach der Größe. Diese Darstellung zeigt die möglichen Überschüsse und deren Verwendung auf der rechten Bildseite und unterhalb der Nulllinie und die Spitzenlasten und deren Reduktion durch Ausgleichsmaßnahmen und Restlastdeckung auf der linken Seite. Zunächst wird deutlich, dass durch die angenommenen installierten Kapazitäten zur erneuerbaren Stromerzeugung nicht nur bereits ein hoher Anteil von 66 % der in Deutschland nachgefragten Strommenge gedeckt wird, sondern allein durch die erneuerbare Erzeugung auch die Spitzenlast um etwa 15 GW gesenkt wird, weil für das angenommene Wetterjahr 2006 in Zeiten hohen Strombedarfs immer auch ein Teil der fluktuierenden Erzeugungskapazitäten zur Verfügung standen. Allerdings werden aufgrund der unregelmäßigen Erzeugung durch Windkraft und Photovoltaik bereits im Jahr 2030 Leistungsüberschüsse von bis zu 30 GW erzeugt. Des Weiteren wird der wertvolle Beitrag einer mit Erzeugungs-

management und Wärmespeichern flexibilisierten KWK-Erzeugung sichtbar (Unterschied zwischen grüner und roter Linie). Dadurch kann die residuale Spitzenlast in Deutschland um bis über 30 GW gesenkt werden, durch die angenommenen Wärmespeicherkapazitäten und den daraus möglichen teilweise stromgeführten Betrieb kann zudem die Erzeugung in Zeiten hoher Windstromeinspeisung zum großen Teil vermieden werden.

Ebenfalls wird deutlich, dass das Transportnetz bereits im Jahr 2030 einen wesentlichen Teil des Lastausgleichs im europäischen Verbund erlaubt. Durch die Annahme eines verstärkten internationalen Stromhandels kann ein wesentlicher Teil des stündlichen Strombedarfs in Deutschland und Europa durch Importe bzw. Exporte gedeckt werden, ohne dass dies in der Jahressumme (Szenario L) zu Nettoimporten führen muss. Die residualen Spitzenlasten werden um bis zu 15 GW gesenkt und es wird ein Großteil der in Deutschland überschüssigen Strommenge exportiert (Unterschied zwischen roter und hellbrauner Linie in Abbildung 5-12). Import und Export erfolgen in den Simulationen nur, wenn dies für den gesamten Stromverbund kostenminimierend ist, d. h. Strom zur Restlastdeckung im Ausland kostengünstiger erzeugt werden kann als in Deutschland bzw. in anderen Stunden der Import von in Deutschland erzeugtem Strom günstiger ist, als die Stromerzeugung in der importierenden Region mit entsprechend hoher Lastnachfrage.

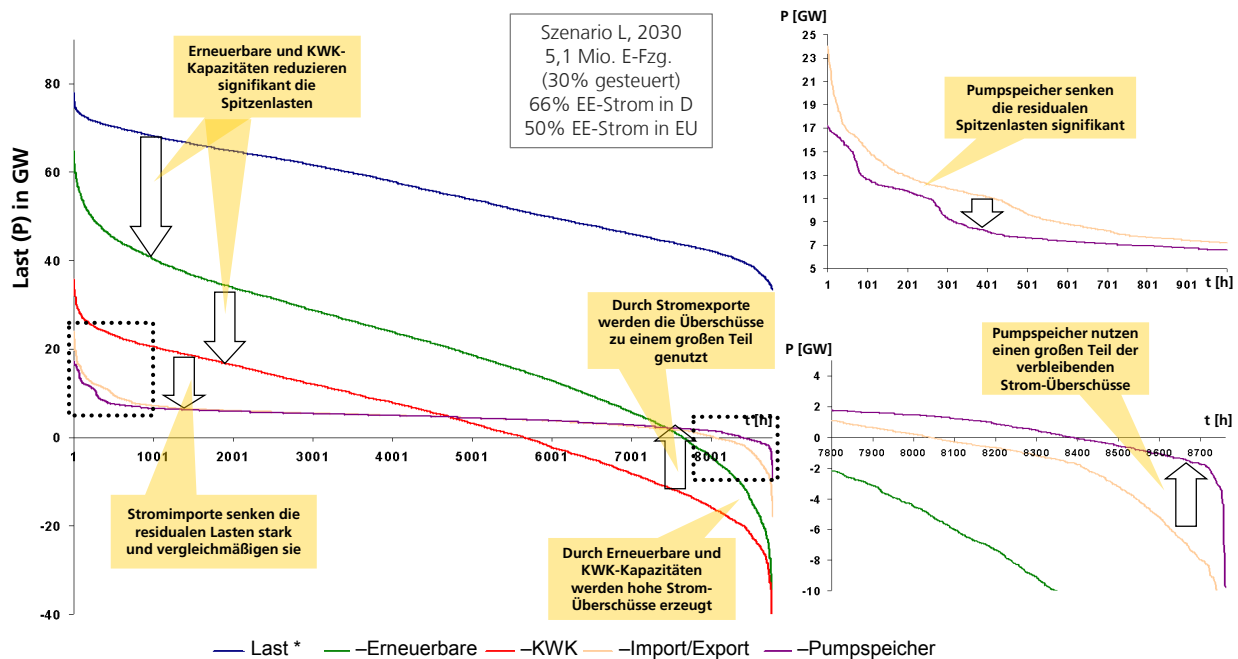


Abbildung 5-12: Jahresdauerlinien der Last und Erzeugung sowie des Lastausgleichs im Jahr 2030 durch flexibilisierte KWK, Stromaustausch mit den Nachbarländern und Pumpspeicher

* ohne „neue“ Verbraucher: E-Fzg., H₂-Tankstellen und E-Heizer. Die Elektromobilität (5,1 Mio. PKW) wurde in dieser Berechnung mit berücksichtigt, ihre Rolle im Energiesystem ist ergänzend in Abbildung 5-13 dargestellt.

Abbildung 5-12 zeigt auch die Rolle der Pumpspeicher in diesem Versorgungssystem. Die Annahme einer Pumpspeicherleistung von 8,1 GW, die für den Stromaustausch zur Verfügung steht, liefert eine weitere Deckung der Spitzenlasten bis maximal etwa dieser Leistung entsprechend. Eine signifikante Minderung der residualen Spitzenlasten kann über den gesamten Spitzenlast-Bereich von über Eintausend Laststunden erfolgen. Zudem können die Pumpspeicher von den verbleibenden möglichen Stromüberschüssen wiederum den Großteil nutzen. Es verbleiben nur relativ wenige Überschussstrommengen, die dann zur Beladung der Elektrofahrzeuge durch die angenommene Ladesteuerung weitgehend genutzt werden

können. Dies wird in Abbildung 5-13 deutlich, in der separat die resultierende Lastkurve bei Berücksichtigung der Elektrofahrzeugflotte dargestellt ist (hellviolette Linie). Auf der rechten Seite der resultierenden Jahresdauerlinie wird deutlich, dass durch die Elektrofahrzeuge mit Ladesteuerung sowie die anderen Ausgleichsoptionen in diesem betrachteten Stromversorgungssystem im Jahr 2030 fast alle möglichen Stromüberschüsse genutzt werden. Durch den Anteil der Elektrofahrzeuge ohne Ladesteuerung erfolgt infolge der Elektromobilität im Jahr 2030 in einigen Stunden auch ein Anstieg der verbleibenden Spitzenlasten um bis zu 2 GW. Die maximale über flexible Backup-Kraftwerke zu deckende Leistung in Deutschland erhöht sich aber kaum und liegt bei 17 GW. Durch die Lastausgleichsoptionen konnte die Jahresdauerlinie der Backup-Kraftwerke stark ausgeglichen werden. Sie verläuft im Diagramm über einen weiten Bereich fast waagrecht, was bedeutet, dass die mögliche Auslastung der regelbaren Kraftwerke zu einem Großteil relativ hoch sein kann und dass das Grundlastband im Jahr 2030 noch nicht ganz verschwunden ist.

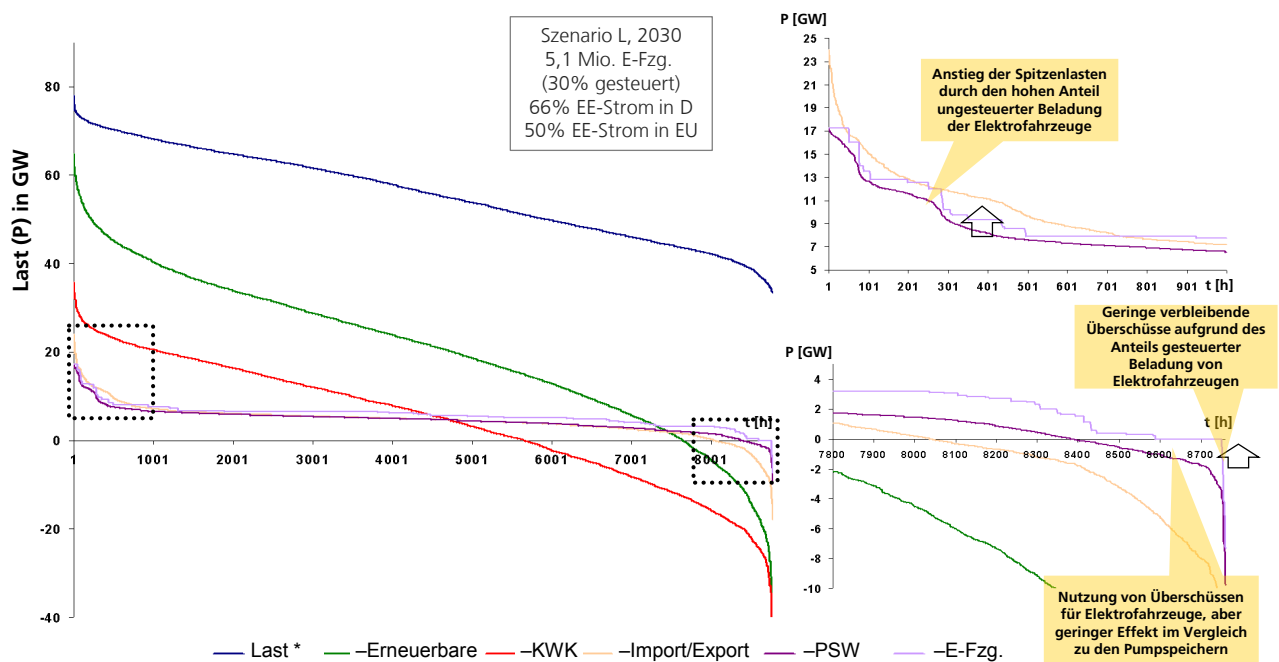


Abbildung 5-13: Jahresdauerlinien der Last und Erzeugung sowie des Lastausgleichs im Jahr 2030 – Rolle der Elektromobilität

* ohne „neue“ Verbraucher: E-Fzg., H₂-Tankstellen und E-Heizer

In den folgenden Abbildungen sind die Ergebnisse der Szenarien L und T für das Szenarienjahr 2050 dargestellt. In Abbildung 5-14 zeigen sich aufgrund des starken Ausbaus der heimischen Windkraft und PV-Kapazitäten im Szenario L in der zeitlich aufgelösten Darstellung über eine Woche noch deutlich höhere Überschüsse durch die fluktuierenden Erzeuger als in der Abbildung 5-11 für das Jahr 2030. Die verbleibenden Steinkohle- und die Gaskraftwerke werden nur in geringem Maße eingesetzt, wenn die Erzeugung durch Erneuerbare nicht ausreicht. In diesen Zeiten sind auch kurzzeitig Beiträge durch die Stromeinspeisung aus den Batterien der Elektrofahrzeuge mit bidirektionalem Anschluss sichtbar. Die erforderlichen Importe in Stunden mit hoher Last und geringer Erzeugung durch die fluktuierenden Erneuerbaren fallen zumindest in der betrachteten Episode nicht höher aus, als im Stromversorgungssystem des Jahres 2030. Es entstehen im Jahr 2050 jedoch ungenutzte Stromüberschüsse durch die Windkraft und PV mit Überschussleistungen von bis über 30 GW, die überschüssigen Strommengen sind jedoch vergleichsweise gering. Durch den Einsatz der um Elektrofahrzeuge, Elektroheizer und die Wasserstoffherzeugung über Elektrolyse erweiter-

ten Stromausgleichsoptionen können die Überschussmengen (bezogen auf die Last der heutigen Verbraucher), die mit Leistungsspitzen von bis zu 70 GW anfallen, aber zu einem Großteil genutzt werden.

In Abbildung 5-15 wird deutlich, dass im transeuropäischen Szenario T aufgrund des geringeren Ausbaus der heimischen fluktuierenden Stromerzeuger sowie des Beitrags von regelbaren solarthermischen Kraftwerken in südlichen Regionen die möglichen Stromüberschüsse und damit auch die Stromexporte weitaus geringer sind, die Stromimporte zur Restlastdeckung in Deutschland jedoch höher. Ungenutzte Stromüberschüsse kommen in diesem Szenario zumindest in der gezeigten Episode nicht vor. Die Elektroheizer kommen aufgrund der Vorgabe der Erzeugung von Wasserstoff mit 4000 Volllaststunden für den Verkehr nicht zum Einsatz, da hierzu die Überschüsse zu gering sind. Die BHKW werden deutlich stärker ausgelastet, die konventionellen Steinkohle- und Gaskraftwerke werden nur selten eingesetzt.

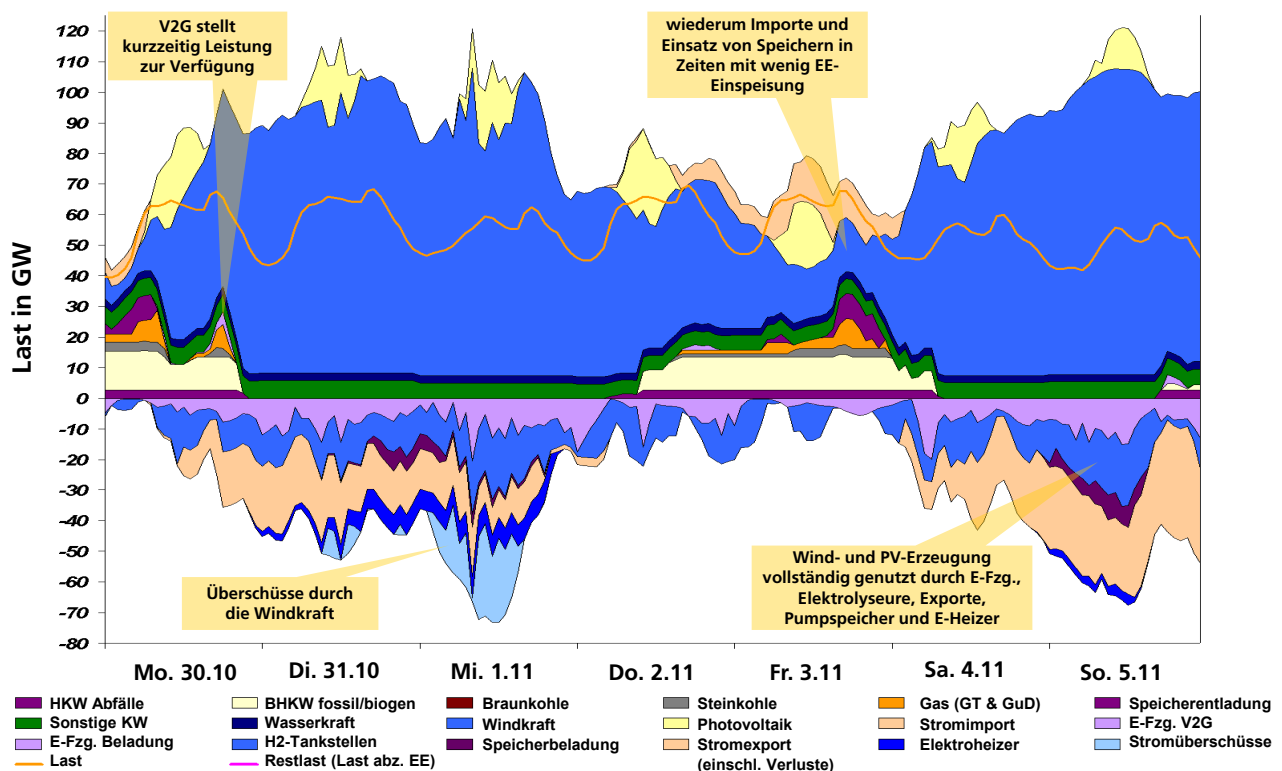


Abbildung 5-14: Simulation des zeitlich aufgelösten Verlaufs der Lastdeckung in Deutschland mit REMix, dargestellt über eine Woche des Jahres 2050 im Szenario L

* Sonstige Kraftwerke (KW): Strom aus Biomasse und Tiefengeothermie

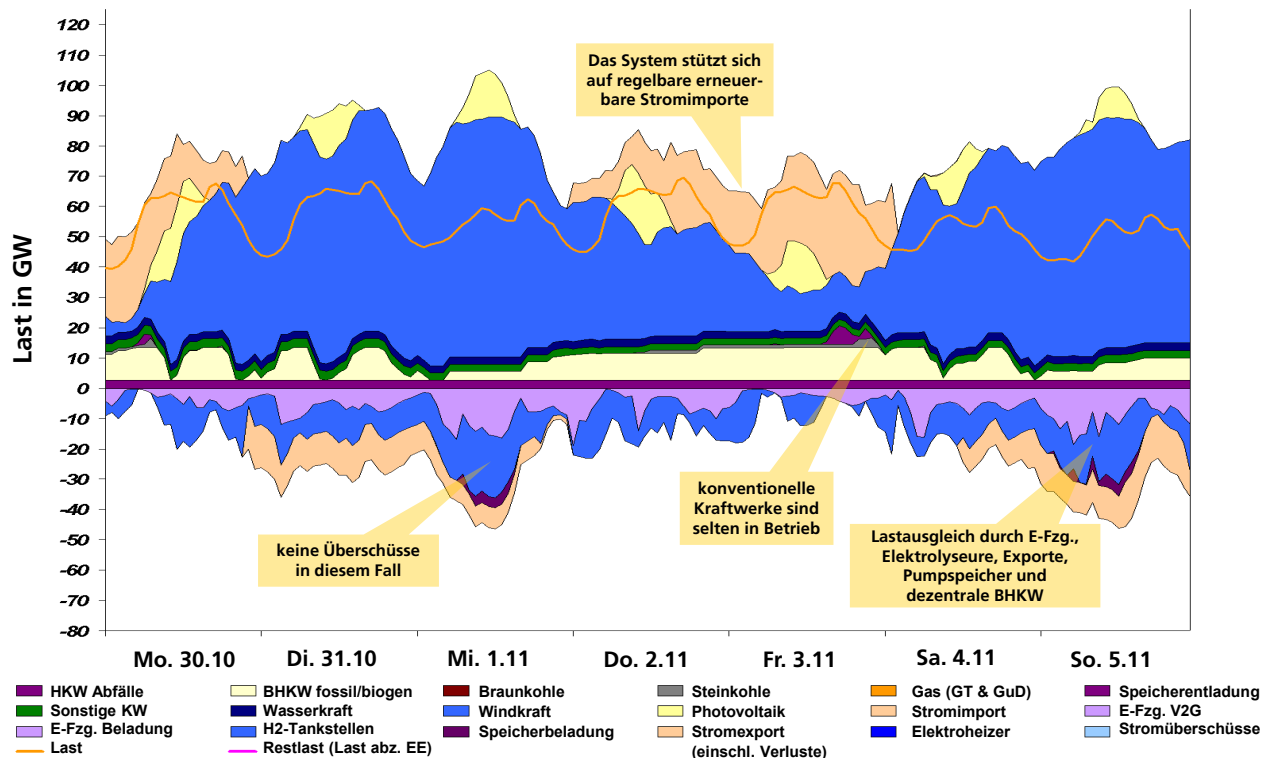


Abbildung 5-15: Simulation des zeitlich aufgelösten Verlaufs der Lastdeckung in Deutschland mit REMix, dargestellt über eine Woche des Jahres 2050 im Szenario T

* Sonstige Kraftwerke (KW): Strom aus Biomasse und Tiefengeothermie

Abbildung 5-16 vergleicht die Jahresdauerlinien der Stromversorgung in Deutschland für das Jahr 2050 in den zwei Szenarien L und T. In beiden Szenarien zeigt sich zunächst wiederum eine deutliche Senkung auch der Spitzenlasten durch die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Durch den höheren Zubau an heimischen Erzeugungskapazitäten im Szenario L ist dort dieser Effekt geringfügig stärker, es entstehen aber deutlich höhere Überschüsse bezogen auf die Last der heutigen Verbraucher als in Szenario T. Diese werden durch die unterschiedlichen Ausgleichsoptionen in Szenario T vollständig und in L bis auf restliche Spitzen, die in etwa 230 Stunden des Jahres auftreten, genutzt. In beiden Szenarien können sowohl durch die Elektromobilität als auch die entsprechend dem zugrunde liegenden Energieszenario angenommene Wasserstoffherstellung mittels Elektrolyseuren etwa 20 GW erneuerbare Leistung genutzt werden. Aufgrund des angenommenen Nettostromimports von 130 TWh und des stärkeren Netzausbaus sind in Szenario T die Importe deutlich höher. Die Exporte sind in Szenario L deutlich höher, weil hier die höheren fluktuierenden Kapazitäten in anderen Regionen nutzbare Überschüsse erzeugen. Aufgrund der stärkeren Fluktuationen sind in Szenario L die Back-up-Kraftwerke deutlich stärker ausgelastet als in Szenario T.

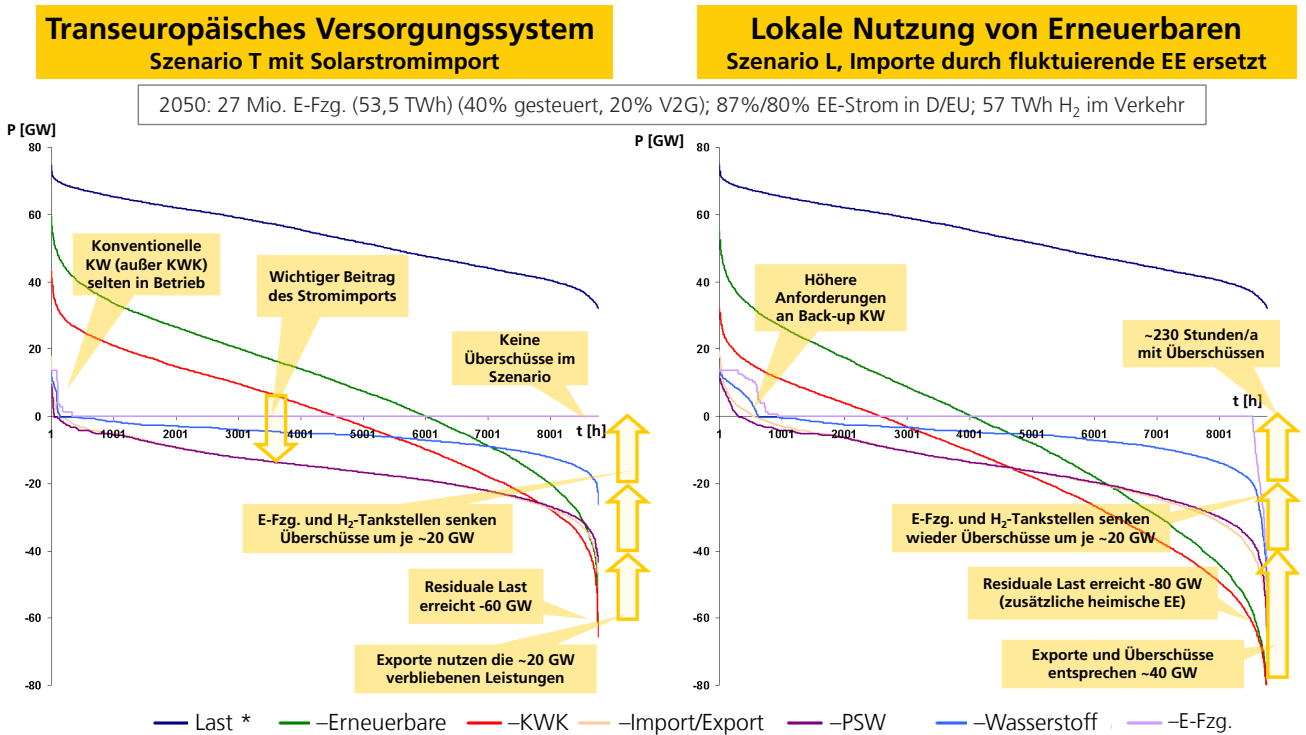


Abbildung 5-16: Jahresdauerlinien der Last und Erzeugung in Deutschland sowie des Lastausgleichs im Jahr 2050 für die Szenarien L und T

In Abbildung 5-17 sind die Jahresdauerlinien der beiden Szenarien für 2050 für Last, Last abzüglich Erneuerbare und die residuale Lastkurve (nach Berücksichtigung der Ausgleichsoptionen) durch die flächige Darstellung der Restlastdeckung mit Müll-Heizkraftwerken, dezentraler KWK sowie Steinkohle- und Gaskraftwerken ergänzt, sowie wiederum die verbleibenden ungenutzten Überschüsse im Szenario L gegenübergestellt. In der Abbildung wird die geringere erreichbare Auslastung der flexiblen Erzeuger und Back-up-Kraftwerke bei jedoch deutlich höheren und in mehreren Episoden auftretenden Spitzenlasten deutlich. Im Szenario T kann folglich durch den Stromimport eine Vergleichmäßigung der Restlastdeckung und eine bessere Ausnutzung der erneuerbaren Potenziale erreicht werden.

Transeuropäisches Versorgungssystem Szenario T mit Solarstromimport

Lokale Nutzung von Erneuerbaren Szenario L, Importe durch fluktuierende EE ersetzt

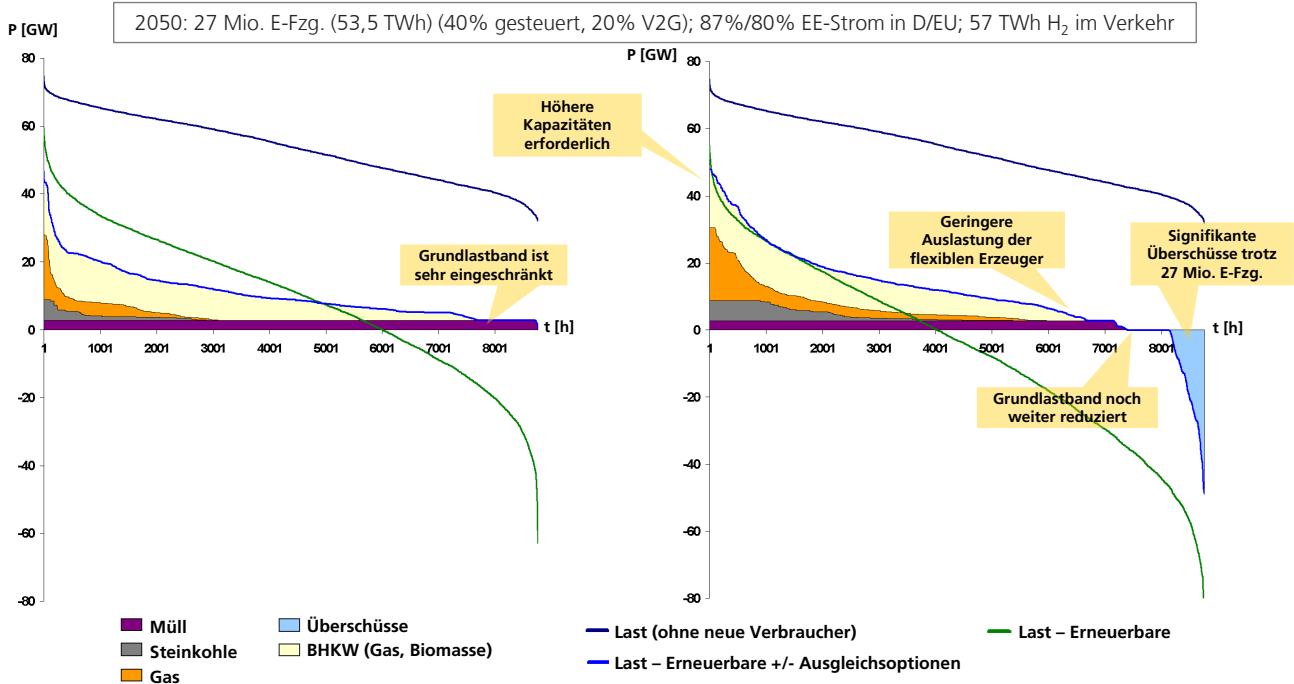


Abbildung 5-17: Jahresdauerlinien der Restlastdeckung sowie der Stromüberschüsse in Deutschland im Jahr 2050 für die Szenarien L und T

Abbildung 5-18 verdeutlicht den unterschiedlichen Stromaustausch im Jahr 2050 in den Szenarien T und L. Im Szenario T ist der Netzausbau deutlich ehrgeiziger, vor allem an der Kuppelstelle Deutschland – Alps. Dazu kommt dass im Szenario L Deutschland keinen Netto-Stromimport hat, während im Szenario T Deutschland 130 TWh/a importiert. Im Szenario L ist die Jahresdauerlinie über das Jahr relativ symmetrisch, die Höhe der Importe ist ähnlich wie die der Exporte. Im Szenario T ist diese Kurve praktisch um 15 GW nach unten "verschoben" (über das Jahr entsprechend etwa 130 TWh). Es treten folglich deutlich höhere Importe und niedrigere Exporte auf.

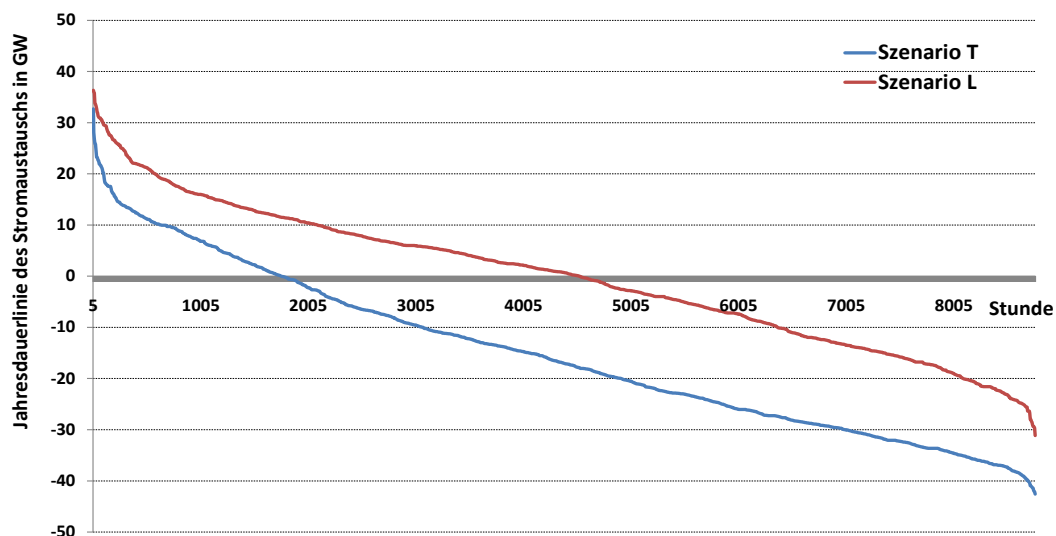


Abbildung 5-18: Vergleich der Jahresdauerlinien des Stromaustauschs zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern im Jahr 2050 in den Szenarien L und T

5.3 Sensitivitätsrechnungen (DLR TT)

Aus den Ergebnissen des Abschnittes 5.2 wird die Auswirkung einer angenommenen Mischung aus gesteuerter und ungesteuerter Beladung der Elektrofahrzeugflotte auf den Lastausgleich im gesamten Stromversorgungssystem deutlich. Im Folgenden wird durch die Berechnung von Sensitivitätsfällen – ausgehend vom oben beschriebenen und untersuchten Energiesystem – die Rolle der Elektrofahrzeuge und ihrer Beladung als Ergebnis von weiteren Simulationen mit REMix für die Jahre 2030 und 2050 genauer untersucht.

5.3.1 Sensitivitätsanalysen 2030: zusätzliche Plug-in-Fahrzeuge im Vergleich zu stationären Energiespeichern

Abbildung 5-19 zeigt die untersuchten Sensitivitätsfälle für das Jahr 2030. Ausgehend vom im Abschnitt 5.2 untersuchten Energiesystem werden zusätzliche Elektrofahrzeuge mit unterschiedlicher Lademöglichkeit (ungesteuert – UL, gesteuert – CL, gesteuert bidirektional – V2G) und eine bilanziell entsprechend höhere erneuerbare Stromerzeugung angenommen. In zwei weiteren Fällen wird diesen drei Verkehrsvarianten eine Erhöhung der Pumpspeicherkapazität um 10 % sowie eine Erhöhung der KWK-Wärmespeicherkapazität um ebenfalls 10 % gegenübergestellt, um einen Vergleich mit relevanten anderen Ausgleichsoptionen zu haben.

Die Ergebnisse dieser Fallbetrachtungen sind in Abbildung 5-20 als Veränderungen der Stromerzeugung bzw. des Stromverbrauchs, der CO₂-Emissionen aus der Stromerzeugung sowie der residualen Spitzenlast dargestellt. Die absoluten Veränderungen der betrachteten Kenngrößen sind relativ gering und aufgrund der Unsicherheiten bei diesen modellhaften Untersuchungen mit Vorsicht zu interpretieren. Die Sensitivitätsanalysen zeigen aber plausible und im Einzelnen nachvollziehbare Effekte im Stromversorgungssystem aufgrund der Annahme zusätzlicher E-Fahrzeuge und EE-Erzeugungskapazitäten, so dass die sichtbaren Trends als robust angesehen werden.

Es zeigt sich zunächst, dass durch zusätzliche E-Fahrzeuge sich für alle drei Ladesteuerungsoptionen die Stromerzeugung etwas von der Grundlast (Braunkohle) in die Mittellast (Steinkohle) verschiebt, was bei einer Ladesteuerung teilweise kompensiert wird, da dies auch für eine bessere Auslastung der Braunkohlekraftwerke im System genutzt wird. Im Falle der gesteuerten Beladung sinkt auch die Erzeugung durch flexible Gaskraftwerke, vor allem, wenn bidirektionale Ladesteuerung besteht und auch Strom aus den Batterien eingespeist werden kann. Ebenfalls sinken deutlich die Auslastung und damit die Verluste der Pumpspeicher, da die Ladesteuerung dazu in Konkurrenz steht. Im Falle einer ungesteuerten Beladung verursachen zusätzliche E-Fzg. höhere Fluktuationen, was in einer höheren Auslastung der Gaskraftwerke sowie der Pumpspeicher und geringfügig höheren Stromüberschüssen resultiert. Im Vergleich dazu erhöht eine zusätzliche Pumpspeicherkapazität deutlich die Auslastung der Grundlastkraftwerke, wohingegen die Erzeugung in Gaskraftwerken niedriger liegt. Die Erhöhung der Wärmespeicherkapazität in KWK-Anlagen hat hier einen gegenteiligen Effekt. Ebenso können durch diese Maßnahme sowohl die Speicherverluste als auch die Überschüsse reduziert werden, wohingegen bei zusätzlichen Pumpspeichern die auftretenden Speicherverluste aufgrund ihres Einsatzes für den gesamten Kraftwerkspark den Effekt der zusätzlichen Nutzung von Überschussstrom deutlich übersteigen.

	Beschreibung	Ziel	Mix der zusätzlichen Stromerzeugung
Basis	Basis: 5,1 Millionen EVs (PKW)	-	-
UL	Basis + 1 Million EVs mit ungesteuerter Beladung (UL) + zusätzlicher EE-Strom (1,9 TWh)	Einfluss der EVs auf die Stromerzeugung abhängig von der Ladestrategie	Ca. 60 % Windkraft, 20 % PV und 20 % sonstige Erneuerbare
CL	Basis + 1 Million EVs mit gesteuerter Beladung (CL) + zusätzlicher EE-Strom (1,9 TWh)		
V2G	Basis + 1 Million EVs mit bidirektional gest. Beladung (V2G) + zusätzlicher EE-Strom (1,9 TWh)		
Stor	Basis + Erhöhung der Pumpspeicherkapazität um 10%	Vergleich der gesteuerten Beladung der EVs mit Kurzzeitspeichern	-
HStor	Basis + Erhöhung der KWK-Wärmespeicherkapazität um 10%		

Abbildung 5-19: Beschreibung der berechneten Sensitivitätsfälle für das Jahr 2030

Stromerzeugung/-verbrauch jährlich 2030 (Bruttostromverbrauch ~500 TWh/a, 1 Mill. E-Fzg. = 1,9 TWh/a)

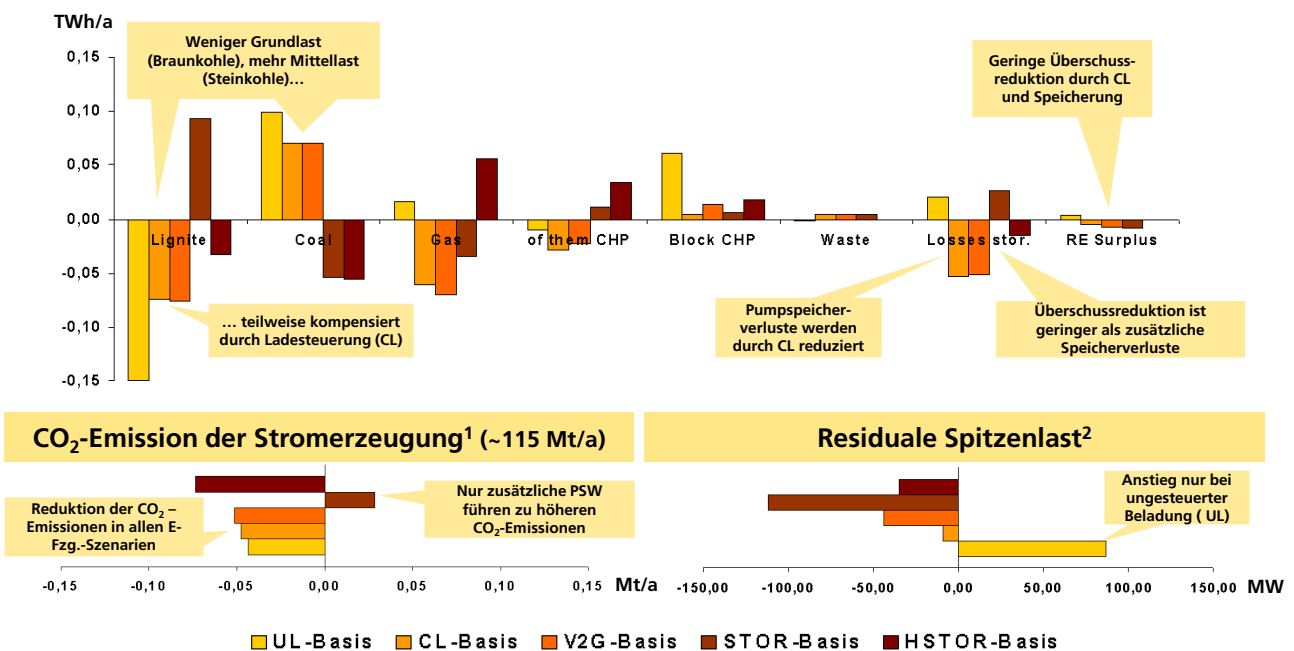


Abbildung 5-20: Ergebnisse der Sensitivitätsfälle für das Jahr 2030

¹ einschließlich Emissionen für die Wärmeerzeugung in KWK-Anlagen

² Durchschnitt der 5% Jahresstunden mit höchster residueller Last

Die Ergebnisse für die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung zeigen ein positives Bild für die Elektrofahrzeuge in allen drei Fällen sowie auch für die KWK-Wärmespeicher. In diesen Varianten werden die Emissionen durch die Fallannahme jeweils gesenkt, wohingegen eine höhere Pumpspeicherkapazität bei ansonsten gleichem Stromerzeugungsmix die Auslastung von vor allem der Braunkohlekraftwerke und damit die CO₂-Emissionen erhöht.

Interessant ist das Ergebnis für die Elektrofahrzeuge insofern, als in dieser Studie zwar von einer bilanziellen Versorgung der Elektrofahrzeuge mit erneuerbarem Strom ausgegangen wird, in der zeitlichen Analyse aber je nach Verfügbarkeit erneuerbaren Stroms und je nach

dem zeitlichen Strombedarf der Elektrofahrzeuge die jeweils günstigste Erzeugungsoption die Beladung der Batterien übernimmt, also auch fossile Kraftwerke ihre Auslastung erhöhen können, wenn ein zusätzlicher Bedarf auftritt. Durch diese Analyse konnte gezeigt werden, dass die angenommenen zusätzlichen Kapazitäten zur erneuerbaren Stromerzeugung in der Jahressumme fossile Stromerzeugung in dem Maße ersetzen, dass in der jährlichen Betrachtung keine höheren Emissionen der Stromversorgung auftreten. Ein weiterer positiver Effekt entsteht durch die Ladesteuerung, so dass im Modell – gesteuert durch die Grenzkosten der Stromerzeugung – eine hohe Korrelation zwischen dem Angebot an erneuerbarer Energie und der Beladung der Batterien resultiert.

Bei Betrachtung der residualen Spitzenlast wird deutlich, dass zusätzliche Elektrofahrzeuge bei ungesteuerter Beladung einen negativen Effekt haben, wohingegen die anderen Fälle jeweils eine Minderung der residualen Spitzenlast bewirken können. Die Fallannahme mit bidirektionaler Ladesteuerung ermöglicht einen etwa vierfach höheren positiven Systemeffekt als die einfache Ladesteuerung zur Lastverschiebung. Hier zeigt sich auch ein deutlicher Vorteil zusätzlicher Pumpspeicherkapazitäten, die unter den getroffenen Annahmen mit Abstand den größten Beitrag zur Spitzenlastsenkung liefern.

5.3.2 Sensitivitätsanalysen 2050: unterschiedliche Ladestrategien und Gesamteinfluss der Elektrofahrzeuge und des Solarstromimports

Für das Jahr 2050 wurden weitere Sensitivitätsfälle mit anderen Grundannahmen gerechnet, um einerseits die Analysen zu erweitern und andererseits die Effekte der Elektromobilität auf das System deutlicher werden zu lassen. Dadurch sind die Ergebnisse besser für die Untersuchung der Effekte auf das Übertragungsnetz in Kapitel 6 geeignet. Abbildung 5-21 zeigt die hierzu getroffenen Fallannahmen, ausgehend von Szenario L als Basisvariante. In den ersten drei Varianten wurde die Ladesteuerung für die gesamte Flotte jeweils unterschiedlich angenommen. Diesen Fällen wird ein Fall ohne Elektrofahrzeuge im Verkehr und ergänzend das Szenario T einschließlich Solarstromimport gegenübergestellt.

Die Ergebnisse für die unterschiedlichen Ladesteuerungen der E-Fzg.-Flotte im Vergleich zum Basisfall sind in Abbildung 5-22 dargestellt. Im Falle einer vollständig ungesteuert beladenen Flotte ist deutlich mehr fossile Stromerzeugung erforderlich, da die nicht nutzbaren erneuerbaren Stromüberschüsse ersetzt werden müssen. Zudem steigen die Stromverluste durch den höheren Einsatz von Pumpspeichern im System. Eine vollständige Ladesteuerung der Flotte im umgekehrten Fall ermöglicht eine Reduzierung der Stromerzeugung aus den restlichen Steinkohlekraftwerken und den flexibleren Gaskraftwerken. Die Überschüsse und die Speicherverluste werden gegenüber dem Basisfall des Szenarios L reduziert. Insgesamt zeigt sich, dass unter den getroffenen Annahmen durch die Ladesteuerung eine bis zu 10 % geringere Stromerzeugung für die gesamte Elektromobilität als Effizienzgewinn erreichbar ist. Diese Effekte zeigen sich entsprechend auch bei den CO₂-Emissionen der Stromerzeugung sowie bei der zu deckenden residualen Spitzenlast.

Abbildung 5-23 stellt die Ergebnisse für alle Sensitivitätsfälle in Form der erneuerbaren Stromüberschüsse und der residualen Spitzenlasten dar. Es wird deutlich, dass nur der Fall mit ausschließlich ungesteuerter Beladung der Elektrofahrzeuge sowohl die Überschüsse als auch die Spitzenlasten erhöht. Im Fall der Ladesteuerung sind im Vergleich mit einem Energiesystem ohne Elektromobilität trotz der zusätzlichen Nachfrage und der zusätzlichen Stromerzeugung durch Erneuerbare weder Überschüsse noch Spitzenlasten erhöht. Deutlich wird auch wiederum der Vorteil eines Imports von regelbarem Solarstrom für das Gesamt-

system, wodurch die Spitzenlasten deutlich niedriger ausfallen und in dem betrachteten Energiesystem und Bilanzraum keine ungenutzten Überschüsse mehr auftreten.

	Beschreibung
Basis	Lokale EE-Nutzung, 27 Mio. E-Fzg. mit 40% UL, 40% CL, 20% V2G
100% UL	Lokale EE-Nutzung, 27 Mio. E-Fzg. mit 100% ungesteuerte Beladung
100% CL	Lokale EE-Nutzung, 27 Mio. E-Fzg. mit 100% gesteuerter Beladung
100% V2G	Lokale EE-Nutzung, 27 Mio. E-Fzg. mit 100% bidirektional (V2G)
NoCarsLessRE	Lokale EE-Nutzung, keine E-Fzg., EE-Stromerzeugung entsprechend reduziert ¹
Trans	Transeuropäisches Stromsystem mit Solarstromimport ³ , 27 Mio. E-Fzg. mit 40% UL, 40% CL, 20% V2G

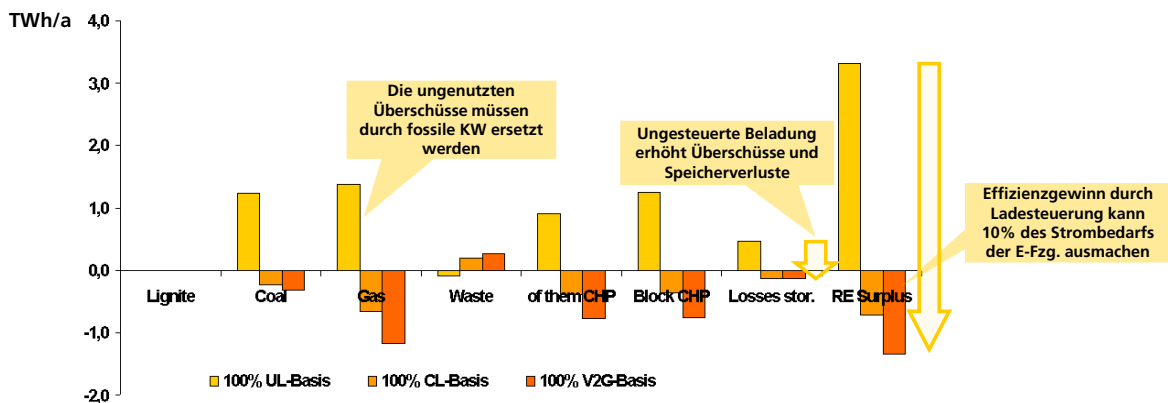
Abbildung 5-21: Beschreibung der berechneten Sensitivitätsfälle für das Jahr 2050

¹ um den jährlichen Strombedarf der E-Fzg. von 53,5 TWh: 63% Wind, 16% PV, Rest Biomasse und Geothermie

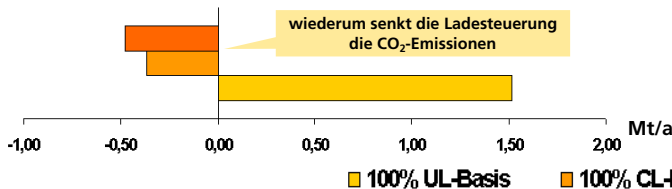
² nicht regelbare Last abzüglich fluktuierende Erzeugung

³ für 130,6 TWh pro Jahr

Stromerzeugung/Stromverbrauch jährlich 2050 (Bruttostromverbrauch ~600 TWh/a¹)



CO₂-Emissionen der Stromerzeugung² (~42 Mt/a)



Residuale Spitzenlast³

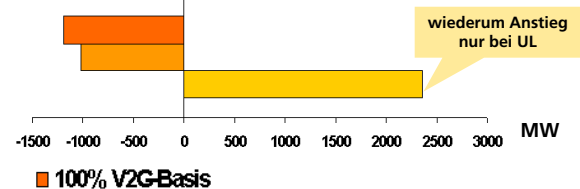


Abbildung 5-22: Ergebnisse der Sensitivitätsfälle für das Jahr 2050 für unterschiedliche Ladesteuerungen

¹ Strombedarf E-Fzg. = 53,5 TWh/a (bei 40% UL, 40% CL, 20% V2G), 85 TWh/a für H₂-Elektrolyse mit 4000 h/a

² einschließlich Emissionen für die Wärmeerzeugung in KWK-Anlagen

³ Durchschnitt der 5% Jahresstunden mit höchster residueller Last

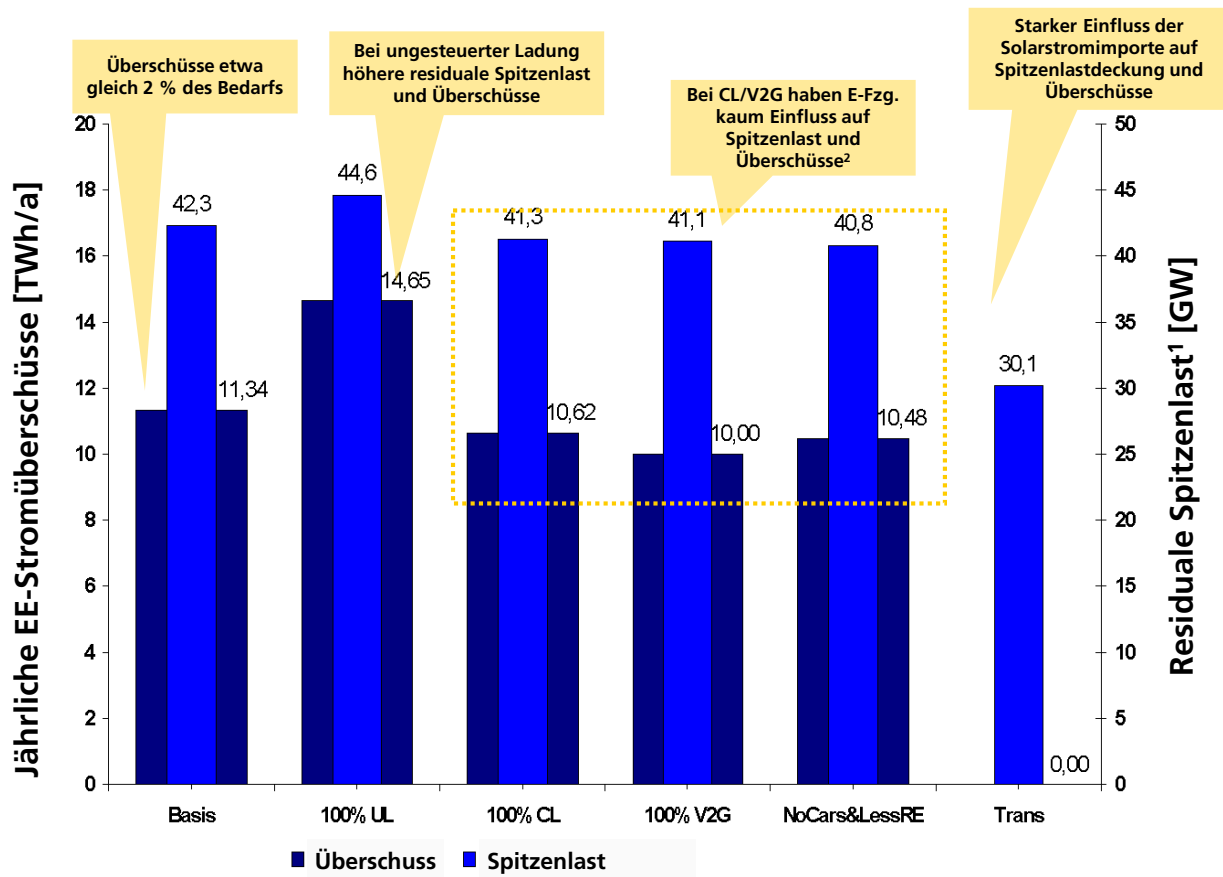


Abbildung 5-23: Ergebnisse der Sensitivitätsfälle für das Jahr 2050: Überschüsse und Spitzenlast

¹ Durchschnittliche Erzeugungsleistung (nach Abzug der Erneuerbaren, Import/Export, Speicher und V2G) in den 5% Jahresstunden mit höchster residueller Last

² Der Einfluss der zusätzlichen erneuerbaren Erzeugungsleistung zur Deckung des Jahresbedarfs der Elektromobilität wird betrachtet

6 Auswirkungen der Elektromobilität auf die Stromnetze

Die Integration dezentraler, teils volatiler Energiequellen führt zu neuen Anforderungen an das gesamte Energieversorgungssystem. Insbesondere mit Blick auf die historisch gewachsenen Netzstrukturen entstehen Forderungen zum Ausbau in sogenannte smart grids, denen eine sehr hohe Bedeutung beigemessen wird. Allerdings sind die zukünftigen, aus den erforderlichen Maßnahmen resultierenden Anpassungen heute nicht abschließend geklärt. Die im Folgenden dargestellten Arbeiten untersuchen die infolge der Integration dezentraler Wandlungseinheiten sowie von Elektrofahrzeugen resultierenden netztechnischen Implikationen auf der Verteilungs- als auch Höchstspannungsebene. In diesem Kontext werden Maßnahmen zur netztechnischen Integration von Elektrofahrzeugen sowie der erneuerbaren, dezentralen und teilweise fluktuierenden Stromerzeugung in einem transeuropäischen Versorgungssystem aufgezeigt. Szenarienbetrachtungen adressieren darüber hinaus die Effekte der in Kapitel 5 dargestellten Ladestrategien auf die deutschen Übertragungsnetze und dementsprechendes Entlastungspotenzial infolge einer gezielt beeinflussten Lade- und Entladesteuerung. Neben der Darstellung der einhergehenden Herausforderungen für die Verteilungsnetze erfolgt eine Untersuchung der lokalen Integration in die Hausenergieversorgung bei gleichzeitiger Eruiierung des Entlastungspotenzials für die Niederspannungsebene

durch monetäre Anreizmechanismen zur Verschiebung von Be- und Entladeprozessen der mobilen Speicher.

Damit werden folgende Fragenstellungen im Kontext einer netztechnischen Integration der mobilen Speicher als weitere dezentraler Anlagen adressiert:

- Welche Auswirkungen auf Lastflüsse und Betriebsmittelauslastungen ergeben sich aus der Integration von Plug-In-Hybriden und fluktuierenden erneuerbaren Energien auf Verteilungsnetzebene?
- Welche Ausbaumaßnahmen resultieren aus der Integration dezentraler Erzeugungseinheiten und von Elektrofahrzeugen auf der Verteilungsebene?
- Sind gegenwärtige Anreizmechanismen – z. B. zur Eigenbedarfsregelung – dazu geeignet, die resultierenden Auswirkungen einer Integration zu kompensieren?
- Welche Auswirkungen ergeben sich für die Versorgungssicherheit auf der Ebene der Übertragungsnetze?
- Welche Ausbaumaßnahmen auf der Hochspannungsebene sind für die verstärkte Nutzung regenerativen Stroms für Vehicle-to-Grid-Lösungen notwendig?

6.1 Integration in die Hausenergieversorgung (FhG ISE)

Auf der Abstraktionsebene der „Hausenergieversorgung“ ist das lokale Zusammenspiel von PV-Anlage, Mikro-BHKW, thermischem Speicher und E-Fahrzeuge als elektrische Speicher von Bedeutung. Durch die zunehmende Wirtschaftlichkeit dezentraler Erzeugungstechnologien verschieben sich die lokalen Randbedingungen von der reinen thermischen Versorgung und der vollständigen Einspeisung des erzeugten Stroms hin zu einem komplexen Energiemanagement. Dieses hat zum Ziel, möglichst viel des lokal erzeugten Stroms im Gebäude selbst zu verbrauchen und dadurch lokale Überschüsse möglichst mit geringen Spitzen in das Netz einzuspeisen. Diese Tatsachen verdeutlichen die Notwendigkeit, in der Simulation sowohl die elektrische als auch die thermische Seite des Energiesystems zu berücksichtigen.

Das Hausenergiesystem wurde in dieser Studie für verschiedene Haushaltstypen simuliert, um eine Änderung der Haushaltsprofile durch Einführung von E-Fahrzeugen als variable Speicher zu untersuchen. Da sich das Lastprofil von Gebäuden durch aktives Energiemanagement stark ändern kann, wurde die Auswirkung der lokal optimierten mit der ungesteuerten Beladung verglichen. Diese Ergebnisse können beispielsweise genutzt werden, um Aussagen über veränderte Profile infolge der Einführung der Elektrofahrzeuge auf Haushalts- oder Netzebene zu machen.

6.1.1 Modell der Hausenergieversorgung

Um den Betrieb eines Hausenergiesystems zu analysieren und zu optimieren ist es erforderlich, alle Energieströme detailliert abzubilden. Grundsätzlich lassen sich diese Modelle in detaillierte Modelle und komplexitätsreduzierte Modelle aufteilen. Detaillierte Modelle, wie sie beispielsweise in ColSim oder MatLab erstellt werden können, sind speziell zur Analyse von thermischen und elektrischen Reglern geeignet. Komplexitätsreduzierte Modelle, wie das hier entwickelte, bieten durch die Nutzung von Optimierungsverfahren, wie der gemischt ganzzahligen linearen Programmierung, eine geschlossene Lösung der Optimierungsfragestellung. Das entwickelte Systemmodell für das Hausenergiesystem bildet sowohl die thermischen als auch die elektrischen Lastflüsse im Gebäude ab (vgl. Abbildung 6-1). Im Projekt

wurde dieses als gemischt ganzzahliges lineares Programm (GGLP) implementiert, um die Energie-flüsse nach ökonomischen Gütekriterien zu optimieren.

Der thermische Bedarf des Gebäudes wird durch den Heizkessel und das BHKW gedeckt. Ein thermischer Speicher erlaubt die Entkopplung der elektrischen und thermischen Energiebereitstellung des BHKW. Die detaillierte Modellierung des thermischen Modells inkl. der Komponentenmodellierung ist in [Wille-Hausmann 2010] beschrieben. Für die Deckung der elektrischen Bilanz stehen die Photovoltaik-Anlage und das BHKW bereit, deren erzeugter Strom wahlweise direkt die Last versorgen kann, in das Netz einspeisen oder die Lithium-Ionen-Batterie laden kann. Die Batterie kann direkt den Bedarf decken und, sofern Rückspeisung zugelassen wird, auch in das Netz rückspeisen. Außerdem kann Strom aus dem Stromnetz zur Deckung des Verbrauchs und zum Laden der Batterie bezogen werden. Aus Sicht der Modellierung ist es unwesentlich, ob eine stationäre oder eine mobile Batterie betrachtet wird. An dieser Stelle werden schwerpunktmäßig mobile Batterien betrachtet, die eine deutlich reduzierte Verfügbarkeit verglichen mit stationären Batterien aufweisen. Diese Aufteilung der einzelnen Leistungsflüsse und Flussrichtungen ist notwendig, um jede Energie mit der entsprechenden Wertigkeit bei der Optimierung zu berücksichtigen. Die Modellierung der Teilkomponenten der Hausenergieversorgung einschließlich der Batterie ist in [Link 2012] beschrieben.

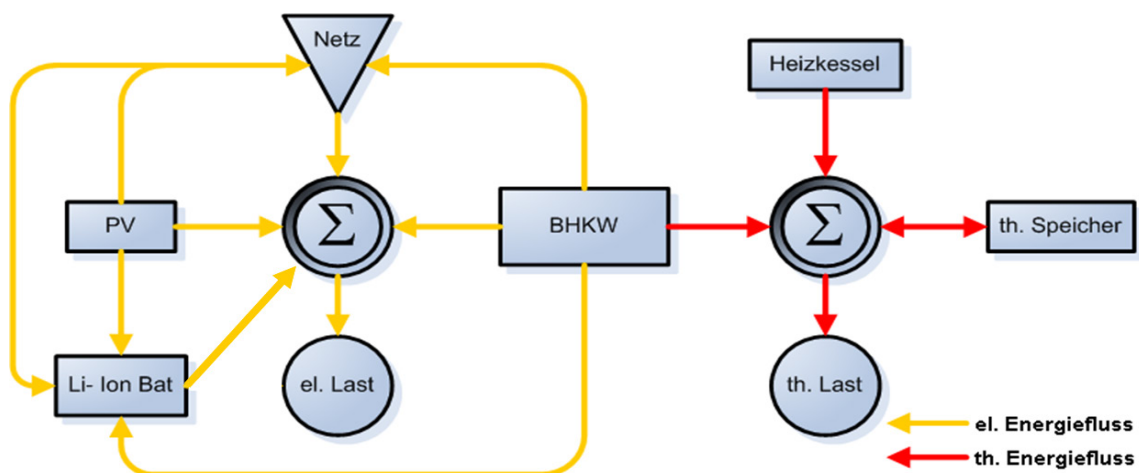


Abbildung 6-1: Akteure und Energieflüsse im Energiesystem [Link 2012]

Eine besondere Rolle nimmt die Batterie ein. Diese wurde wie in [Link 2012] durch eine partiell linearisierte Kostenfunktion für einen jeweiligen Ladezustand (State of Charge - SOC) berücksichtigt. Tabelle 6-1 zeigt die angenommenen Entladekosten der Lithium-Ionen-Batterie in Abhängigkeit des SOC. Da die Zyklen von Li-Ionen-Batterien von der Tiefe der Entladung abhängig sind, ist bei einem Ladezustand kleiner als 80 % mit sehr hohen Entladekosten zu rechnen. Außerdem sind bei einer mobilen Batterie Kapazitäten für den Fahrbetrieb zur Verfügung zu halten, sodass eine Beschränkung der maximalen Rückspeisung im Haus sinnvoll ist.

Tabelle 6-1: Angenommene Kosten pro entladener kWh

State of charge (SOC)	Entladekosten der Batterie [€/kWh]
< 80%	>0,35
zwischen 80% und 85%	0,182
zwischen 85% und 90%	0,139
zwischen 90% und 95%	0,093
> 95%	0,063

Zielfunktion

Die Zielfunktion des vorliegenden Optimierungsmodells entspricht der Maximierung des Deckungsbeitrags des Haushalts [Wille-Haussmann 2010].

$$\max : \text{Deckungsbeitrag} = \text{Erlöse}_{BHKW} + \text{Erlöse}_{PV} - \text{Kosten}_{el} - \text{Kosten}_{th}$$

Die Erlöse der BHKW und PV-Anlagen setzen sich zu jedem Zeitschritt aus der eingespeisten (E_{PV_Netz} und E_{BHKW_Netz}) bzw. eigenverbrauchten (E_{PV_Eigenv} und E_{BHKW_Eigenv}) Energie zusammen. Kosten_{el} und Kosten_{th} sind die Kosten für Strom- und Wärmebereitstellung. Diese entsprechen den Strom- und Gaskosten für BHKW und Kessel, sowie den Wartungskosten aller Erzeuger. Zu Kosten_{el} gehören in dieser Optimierung auch die Batterieentladekosten, welche wie zuvor beschrieben in Abhängigkeit der Entladetiefe berechnet werden.

6.1.2 Eingangsdaten

Als Eingangsdaten dienen Zeitreihen, mit jeweils einem Wert pro Zeitschritt, die in der Simulation eingelesen werden. Beispielsweise wurde der Ertrag der PV-Anlage über ein externes Modell bestimmt, der thermische und elektrische Bedarf stammen aus realen Messdaten von verschiedenen Messprojekten mit Smart Metern. Um eine Aussage über verschiedene Haushalte machen zu können, wurden Eingangsdaten für 100 Haushalte mit und ohne Elektrofahrzeug parametrisiert. Um die maximalen Auswirkungen von dezentraler Erzeugung und Elektromobilität auf die untersuchten Hausenergiesysteme sowie das nachfolgend in Abschnitt 6.2 untersuchte exemplarische Niederspannungsnetz untersuchen zu können, wurde für jeden Haushalt die Integration einer PV-Anlage und eines Elektrofahrzeugs als mobiler Stromspeicher angenommen.

Nutzerprofile der Elektrofahrzeuge

Der Netzanschluss und Strombedarf der 100 betrachteten Elektrofahrzeuge wurde aus statistisch relevanten Profilen abgeleitet, die im Rahmen der Arbeiten zu Abschnitt 4.3 ermittelt wurden. Der zulässige Bereich für den Batterieladezustand (minimaler und maximaler Ladezustand) wurde ebenfalls aus den Analysen zu Abschnitt 4.3 abgeleitet. Die Batteriekapazität wurde mit 20,5 kWh entsprechend der Auslegung der kleinen Batteriefahrzeuge festgelegt. Zwei Fälle für die maximale Ent-/Ladeleistung wurden berücksichtigt: 3,7 kW und 11 kW. Die angenommene Effizienz des Batteriesystems (inkl. Leistungselektronik) bei Ladung oder Entladung entspricht 95%.

Haushaltsprofile

Elektrische und thermische Lastprofile wurden auf Basis von realen Profilen erstellt. Im Gegensatz zu Standardlastprofilen, die durch Überlagerung von vielen Stromabnehmern geglättet sind, erlauben die synthetischen Haushaltsprofile realistische und dennoch allgemeingültige Aussagen.

Als Basis zur Ermittlung von synthetischen elektrischen Haushaltsprofilen standen viertelstündlich aufgelöste Daten von 1425 Haushalten zur Verfügung, die über einen Zeitraum von 1,5 Jahren erfasst worden sind. Die Daten wurden nach Jahreszeit (S), Wochentag (W) und Uhrzeit (t) sortiert. Die relative Häufigkeit für jeden Viertelstundenwert t am Wochentag W in der Jahreszeit S wurde ermittelt. Die Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion entspricht einer Gamma-Verteilung. Um die synthetischen Lastprofile zu erzeugen, wurde jeder Leistungswert mit der für den jeweiligen Zeitschritt und Wochentag, in der Jahreszeit gültigen Wahrscheinlichkeit gezogen. Es fand eine Normierung der Haushaltsprofile in Abhängigkeit von Tageszeit und Saison für einen 3-Personen-Haushalt statt (Jahresverbrauch: 3500 kWh/a).

Die thermischen Lastprofile wurden gemäß VDI 4655 [VDI 2008] in Abhängigkeit von der Tageszeit, der Jahreszeit und des Wetters erzeugt. Die Profile gelten für ein Familienhaus mit 170 m² Wohnfläche in der Klimazone Freiburg. Drei Typtage wurden bei der Erzeugung der thermischen Lastprofile berücksichtigt:

- Werktag Sommer, beliebig
- Werktag Winter, bedeckt
- Werktag Übergangszeit, heiter

Photovoltaik

Alle 100 simulierten Haushalte verfügen jeweils über eine Photovoltaik-Anlage. Die jeweils installierte Leistung der 100 Anlagen wurde entsprechend ihrer Verteilungsfunktion, wie sie im Jahr 2010 installiert wurde, ermittelt. Abbildung 6-2 stellt die bei der Bundesnetzagentur [BNetzA 2011] veröffentlichte Verteilungsfunktion für Anlagen mit einer Peakleistung von 1 kWp bis 15 kWp dar. Reale Einspeisedaten für Werktage im Sommer, Winter und in der Übergangszeit einer 10,5 kWp Anlage wurden nach der installierten Leistung der 100 Anlagen skaliert.

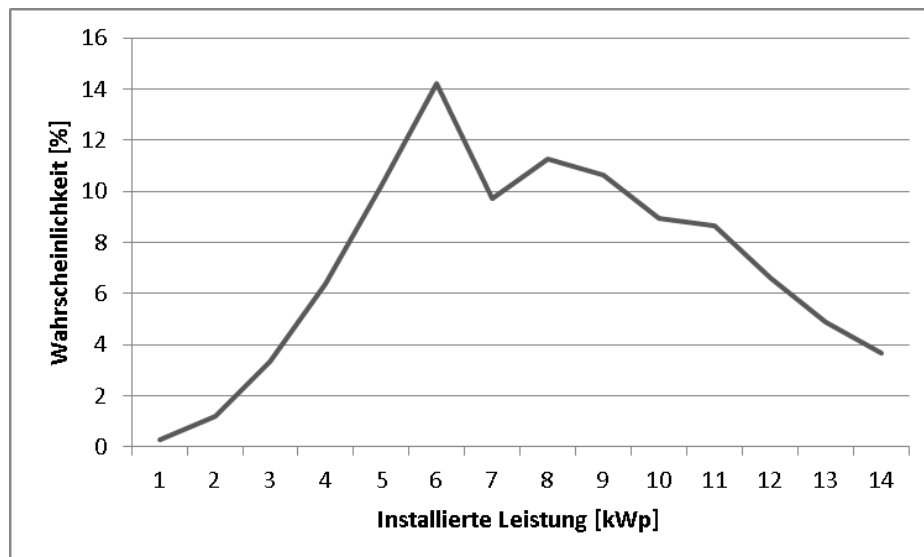


Abbildung 6-2: Verteilungsfunktion der im Jahr 2010 installierten PV-Leistung [BNetzA 2011]

Thermisches System

Sowohl die Verteilung von BHKW nach Leistung in den Haushalten (siehe Tabelle 6-2) als auch der elektrische und thermische Wirkungsgrad basieren auf den zum Kapitel 5 konsistenten Annahmen ausgehend von [Nitsch et al. 2011]. Die Kapazität der Speicher wurde in Abhängigkeit der BHKW-Leistung berechnet, um eine definierte Pufferzeit je BHKW von 2,8 Stunden im Jahr 2030 und 6,4 Stunden im Jahr 2050 bereitstellen zu können. Ein Zusatzheizkessel mit einer Leistung von maximal 80 kW und einem Wirkungsgrad von 90% steht in allen Haushalten als Back-up zur Verfügung.

Tabelle 6-2: Verteilung der BHKW nach Leistung in den 100 Haushalten

Jahr	5 kW Leistung	10 kW Leistung	kein BHKW
2020	10%	10%	80%
2030	10%	10%	80%
2050	10%	10%	80%

Energiepreise

Die aktuelle Vergütungssituation des EEG und des KWKG bestimmen in der Optimierung einen Vorrang für diese Erzeuger. Auch wenn diese Preise in einem Energieszenario 2050 nicht mehr gültig sind, so ist davon auszugehen, dass diese Erzeuger vorrangig einspeisen sollen. Aus diesem Grund wurde diese Vergütungssituation für die Simulationen des Hausenergiesystems herangezogen. Die Entwicklung der Gaspreise (siehe Tabelle 6-3) basiert auf den Preispfaden in [Nitsch et al. 2011] (s. Kapitel 3).

Tabelle 6-3: Angenommene Entwicklung des Gaspreises 2020, 2030, 2050

Jahr	Gaspreis in €/kWh
2020	6,7
2030	7,5
2050	8,5

6.1.3 Ergebnisse

Mit den zuvor definierten Typtagen und den unterschiedlichen Fällen für die Ladeleistung ergibt sich eine große Anzahl verschiedener Szenarien. Abbildung 6-3 stellt die sich ergebenden Möglichkeiten dar. Einige Systemspezifikationen, wie zum Beispiel die Effizienz von BHKW, variieren aufgrund des angenommenen technischen Fortschritts je nach Jahr, wobei die Haushaltsprofile und die PV-Erzeugung von der Jahreszeit des entsprechenden Typtages abhängig sind. Die Verteilung der BHKW-Leistung und der installierten PV-Leistung bleibt in den 100 Haushalten über alle Typtage konstant. Mit den berechneten Haushaltsprofilen steht eine Datengrundlage zur Verfügung, um mit realistischen Verbrauchsprofilen die Auswirkungen verschiedener Durchdringungen von E-Fzg. und Steueralgorithmen von Hausenergiesystemen auf das Stromnetz zu untersuchen.

Die Betriebsoptimierung der 100 Hausenergiesysteme wurde für jeden der 9 Typtage berechnet. Die erzielten Ergebnisse wurden nach Art der Betriebsführung (thermisch geführt, elektrisch thermisch geführt) verglichen. Es zeigt sich, dass im auf Eigennutzung optimierten Fall die Ladung der E-Fahrzeuge im Wesentlichen aus selbst produzierter elektrischer Energie aus PV oder BHKW erfolgt. Im Folgenden werden exemplarisch Ergebnisse vorgestellt.

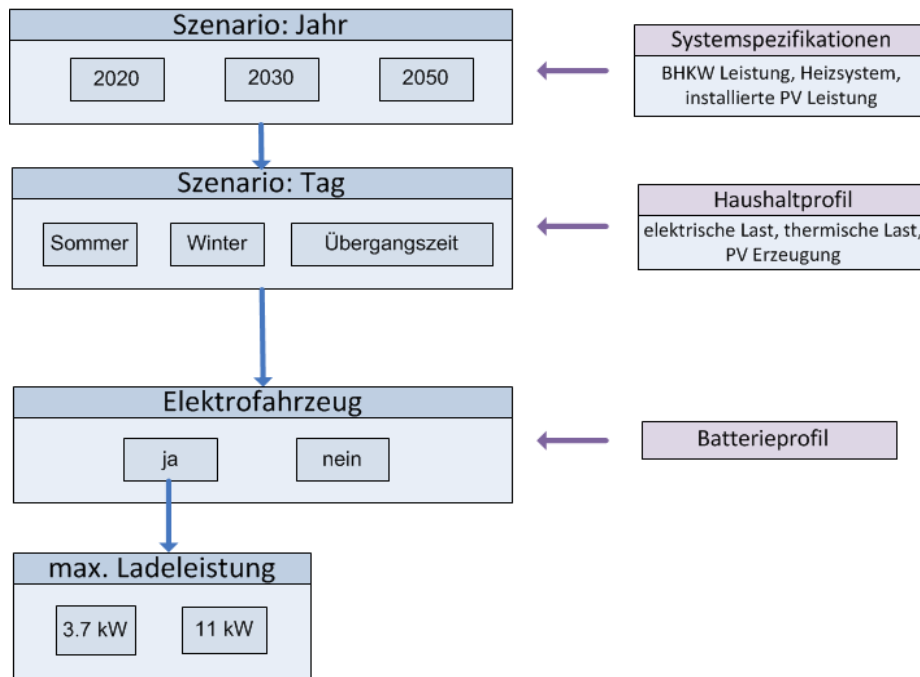


Abbildung 6-3: Aufbau der Szenarien für Hausenergiesysteme

Abbildung 6-4 und Abbildung 6-5 stellen für einen Haushalt das Ergebnis der optimierten Betriebsführung bzw. der ungesteuerten Ladung des E-Fzg. an einem Sommertag dar. An diesem Tag speist die PV-Anlage mit einer maximalen Leistung von 7 kW ein. Im ungesteuerten Fall wird nahezu der gesamte produzierte PV-Strom in das öffentliche Netz eingespeist. Nur der nicht steuerbare Lastanteil des Hauses wird sofort lokal verbraucht. Die Beladung des E-Fzg. findet dann entsprechend des hinterlegten Fahrprofils kurz vor Fahrtbeginn in den Abendstunden statt. Mit 3,7 kW Anschlussleistung (siehe Abbildung 6-4 rechts) dauert dies ca. 3 Stunden, während bei 11 kW lediglich ein Drittel der Zeit benötigt wird (siehe Abbildung 6-5 rechts).

Im Falle der lokal optimierten Beladung wird der selbst produzierte PV-Strom zur Ladung der Fahrzeugbatterie verwendet. Abbildung 6-4 (links) zeigt, dass bei der Ladevariante mit maximal 3,7 kW überschüssiger Strom aus der PV-Anlage genutzt wird, sobald er verfügbar ist. Hier ist die Batterie zur Mittagszeit vollständig geladen und die PV-Anlage speist um die Mittagszeit mit voller Leistung ein. Dieses Verhalten entspricht dem eines einfachen PV-Ladereglers. Aus Netzsicht ist der dargestellte Fall bei einer Anschlussleistung von 11 kW deutlich sinnvoller. In Abbildung 6-5 (links) wird die Batterie in der Mittagszeit aus der PV-Anlage geladen, was zu einer geringeren Netzbelastung führt. Dieses Verhalten wäre prinzipiell in beiden Fällen realisierbar.

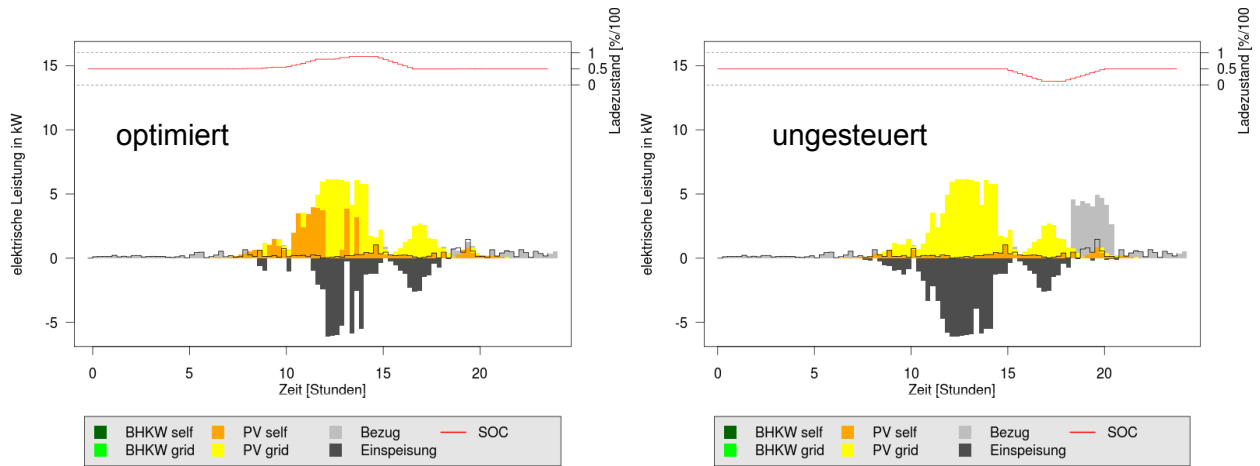


Abbildung 6-4: Elektrische Last und Erzeugungsleistung für einen Sommertag für ein Haus mit PV-Anlage mit 7 kW_p, bei optimierter Betriebsführung (links) bzw. ungesteuerter Ladung (rechts); maximale Ladeleistung E-Fzg. 3,7 kW

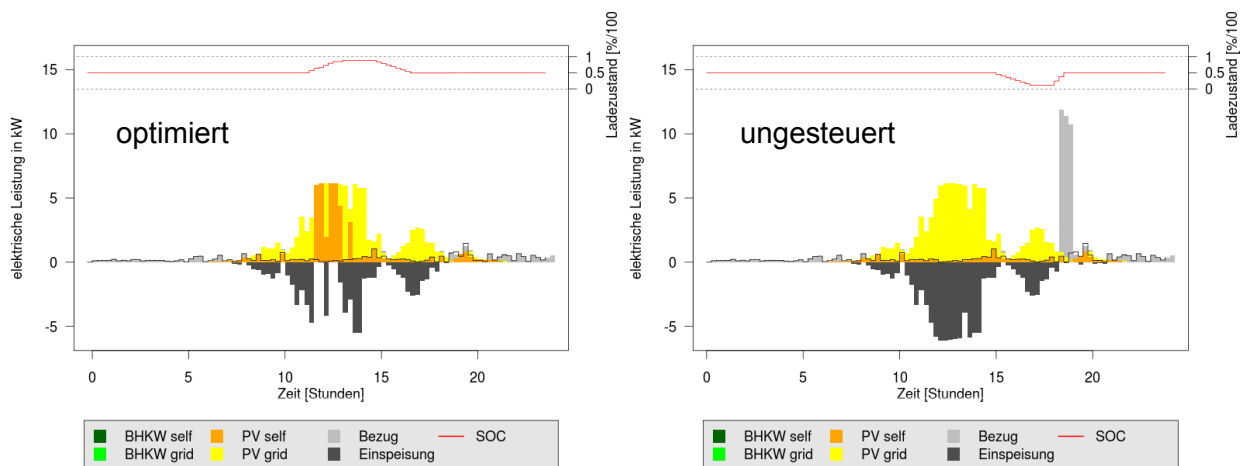


Abbildung 6-5: Elektrische Last und Erzeugungsleistung für einen Sommertag für ein Haus mit PV-Anlage mit 7 kW_p, bei optimierter Betriebsführung (links) bzw. ungesteuerter Ladung (rechts); maximale Ladeleistung E-Fzg. 11 kW

6.2 Integration der Hausenergieversorgungen in das Verteilnetz (FhG ISE)

Die im vorherigen Abschnitt berechneten Verbrauchsprofile für Haushalte mit unterschiedlich genutzten Elektrofahrzeugen können eingesetzt werden, um Analysen der veränderten Netzbelastung im Verteilnetz durchzuführen. Im Folgenden soll dies exemplarisch für ein Niederspannungsnetz demonstriert werden, in dem überwiegend Haushaltskunden angeschlossen sind. Abbildung 6-6 zeigt das verwendete Netz [Wille-Hausmann 2011] mit vier einzelnen Netzausläufern, welche die zuvor betrachteten Haushalte anschließen.

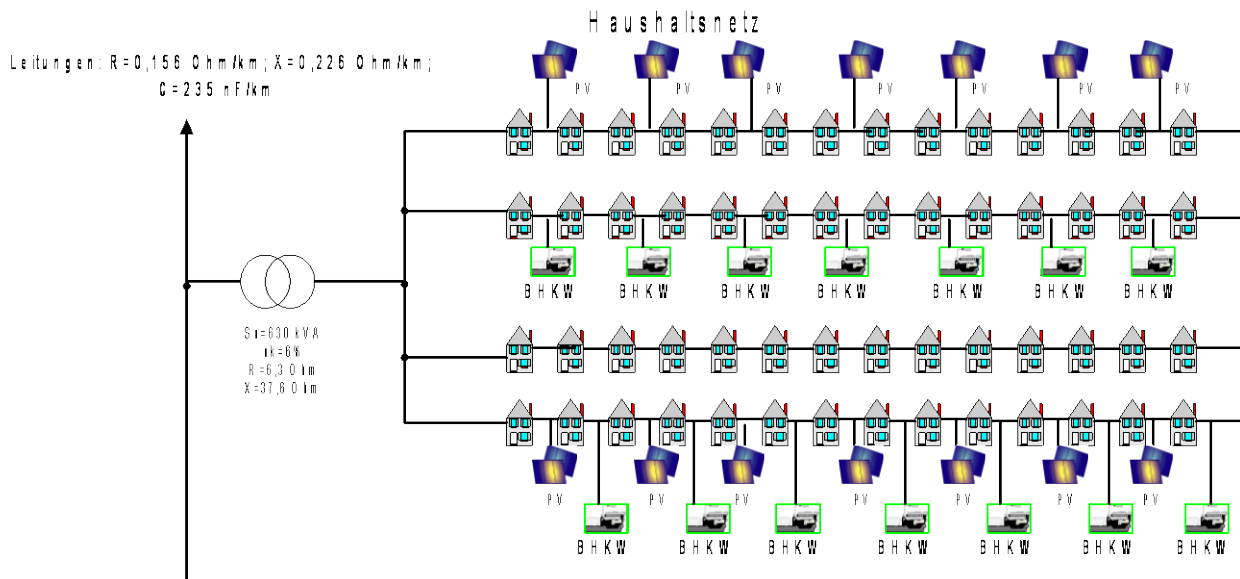


Abbildung 6-6: Niederspannungsnetz mit Haushaltskunden

Im Folgenden wurde von einer E-Fzg.-Durchdringung von 100% ausgegangen, d. h. an jedem Haus ist ein Elektrofahrzeug angeschlossen. Variiert wurden die Anschlussleistung und das Betriebskonzept. Abbildung 6-7 zeigt zunächst den sich ergebenden Summenlastgang am Niederspannungsnetz für eine Anschlussleistung von 3,7 kW für einen Sommer- und einen Wintertag. Im Sommer ist das Profil, wie zu erwarten war, durch die PV-Anlagen geprägt. Im lokal optimierten Betriebsfall wird die Beladung der E-Fzg. von den Abendstunden – in denen die meisten Fahrten enden und die Batterie wieder beladen wird – in die Mittagszeit verlagert. Dies führt in der Mittagszeit zu einem geringeren Leistungsfluss über den Transformator. Beim Wintertag ist eine so klare Regel nicht erkennbar.

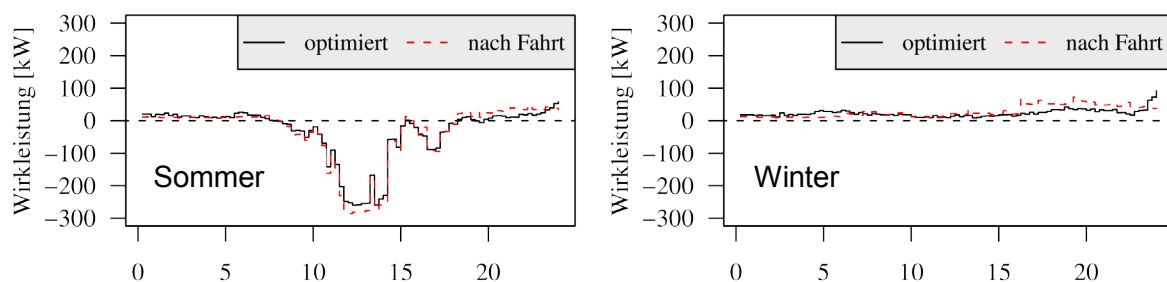


Abbildung 6-7: Trafolastgang mit verschiedenen Ladestrategien für einen Sommer und Wintertag (Durchdringung E-Fzg. 100 %, Anschlussleistung 3,7 kW)

Die Ladung von E-Fzg. beeinflusst die Spannungshaltung im Netzabschnitt, die im Weiteren untersucht wurde. Abbildung 6-8 zeigt in Abhängigkeit der E-Fzg.-Durchdringung den Bereich der Spannung im Niederspannungsnetz. Es fällt auf, dass das Spannungsniveau im Sommer grundsätzlich höher ist als im Winter, was durch die erhöhte dezentrale Erzeugung zu erklären ist. Im Sommer hat die Anschlussleistung keinen erkennbaren Effekt auf das Spannungsband. Dies kann durch die ohnehin vorhandenen PV-Anlagen erklärt werden. Im Winter ist lediglich bei hohen Durchdringungen, bedingt durch die ohnehin schon hohe Last eine deutliche Absenkung der Spannung festzustellen. Dennoch bleibt die Spannung über das Jahr gesehen in einem Bereich von 390 V bis 410 V, was zu keinen kritischen Betriebszuständen führt.

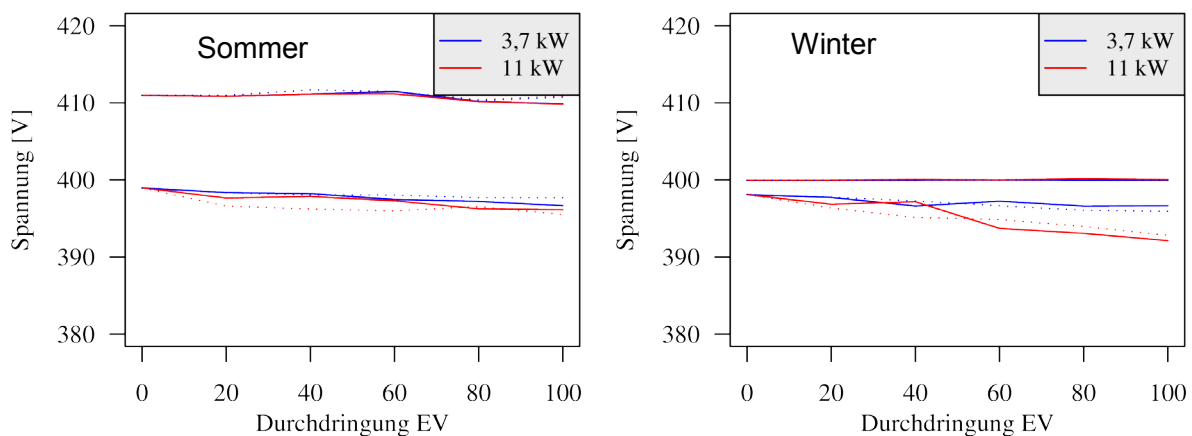


Abbildung 6-8: Spannungsbereich im Netz mit Haushaltskunden für Anschlussleistungen 3,7 kW und 11 kW jeweils für Sommer und Winter

Betrachtet man den maximalen Leistungsfluss eines Netzausläufers des Niederspannungsnetzes (vgl. Abbildung 6-9) für extreme Ausbauszenarien (keine E-Fzg. vs. 100 % Durchdringung mit 3,7 kW oder 11 kW Anschlussleistung), erkennt man im Sommer unabhängig von der Anschlussleistung, dass an den entfernten Punkten 9 bis 12 keine Veränderung des max. Leistungsflusses festzustellen ist. D. h. die Ladeleistung findet ohnehin im Bereich der Netzauslastung durch die dezentralen Erzeuger statt. Durch die Optimierung kann eine Netzentlastung im vorderen Abschnitt beobachtet werden, da entlang des Netzausläufers E-Fahrzeuge PV-Strom verbrauchen und weniger Leistung über die Stromleitung übertragen werden muss. Ein ähnliches Verhalten kann auch für den Wintertag festgestellt werden. Hier findet die Entlastung im hinteren Netzteil statt, da zu dieser Jahreszeit das Netz überwiegend mit Lasten und deutlich geringerer dezentraler Erzeugung betrieben wird.

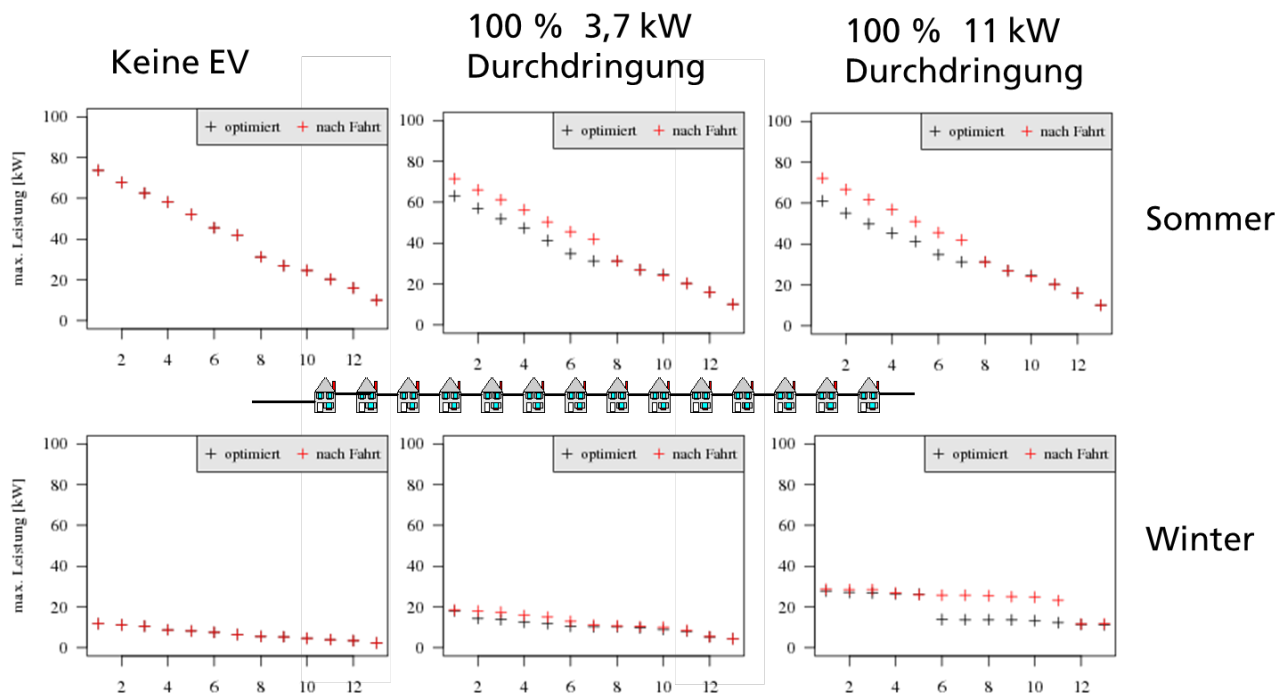


Abbildung 6-9: Maximaler Leistungsfluss über einen Netzausläufer des Niederspannungsnetzes für Extremszenarien

6.3 Netztechnische Bewertung der Integration dezentraler Anlagen und der Elektromobilität (IfHT)

In diesem Kapitel erfolgt die Darstellung der Methodik und der Ergebnisse der Untersuchung von netztechnischen Implikationen für Verteilnetze infolge der Integration von Elektrofahrzeugen sowie dezentraler Stromerzeuger. Bereits heute sind einzelne Grenzwertverletzungen durch die zunehmende Integration dezentraler Anlagen auf Verteilungsebene zu verzeichnen, die in der Zukunft einen teilweise erheblichen Netzausbaubedarf erwarten lassen. Die zukünftig zu erwartenden netzseitigen Auswirkungen durch Elektromobilität sind noch nicht vollumfänglich untersucht. Insbesondere gilt es, eine eventuelle Kompensation oder Verstärkung der netzseitigen Probleme durch eine gleichzeitige Netzintegration der Elektromobilität und anderer dezentraler Anlagen genauer zu analysieren, was das Untersuchungsziel in diesem Abschnitt darstellt.

6.3.1 Methodisches Vorgehen

Zur Ermittlung der netztechnischen Auswirkungen wurde ein am Institut für Hochspannungstechnik entwickeltes probabilistisches Lastflussmodell adaptiert, mit dessen Hilfe die Höhe und Dauer der Systemzustände sowie die jeweilige Verteilungsfunktion ermittelt werden kann [Pollok 2009], [Helmschrott 2012]. Hierdurch kann aufgrund einer knotenscharfen Betrachtung der Zustände eine adäquate Bewertung des Spannungsbandes und der Leitungsbelastungen erfolgen. Der ausschlaggebende Vorteil für die Verwendung eines probabilistischen Untersuchungsansatzes liegt in einer adäquaten Abbildung der gegebenen Unsicherheiten von Last- und Einspeiseprofilen in Verteilnetzen.

Generierung synthetischer Niederspannungsnetze

Um möglichst allgemeingültige Aussagen sowie Handlungsempfehlungen auf Basis der resultierenden Implikationen ableiten zu können, ist es aufgrund der Vielfalt von Verteilungsnetzen notwendig, eine entsprechende Vielzahl unterschiedlicher Verteilungsnetze zu untersuchen [Matrose et al. 2010]. Hierzu wurde auf Basis frei verfügbarer Informationen über Ausprägungen und Verteilungen von Netzkenngößen elektrischer Netze ein Modell genutzt, das eine beliebige Anzahl synthetischer Netze generiert, die in ihren statistischen Momenten realen Netzen gleichen. Grundlage bilden hierfür folgende Netzkenngößen:

- Anzahl der Haushalte pro Hausanschluss
- Abstand zwischen den Hausanschlüssen
- Transformatorleistung je Verbraucher
- Anzahl der Netzstrahlen pro Ortsnetzstation
- Gesamtlänge der Netzstrahlen sowie Länge der einzelne Abschnitte zwischen Verzweigungen
- Lastangriffsfaktor (äquivalenter Angriffspunkt der für jeden Strang in einem Punkt konzentrierten Last)
- Typische Transformatorleistung

Des Weiteren wird zwischen verschiedenen Netztypen unterschieden. Diese Unterscheidung ergibt sich aus der vorhandenen Datenbasis und erhöht die Aussagekraft der mit synthetischen Netzen gewonnenen Ergebnisse. Die Klassifikation erfolgt entsprechend den Siedlungsgebieten aus [Scheffler 2002] und resultiert in insgesamt 8 verschiedenen Netzklassen (vgl. Abbildung 6-10). Diese erlauben darüber hinaus eine entsprechende Ermittlung der Durchdringung unterschiedlicher Technologien in Abhängigkeit eines Siedlungstyps, da eine genaue Kenntnis z. B. der Gebäudeart innerhalb des betrachteten Siedlungstyps vorliegt.

Die Synthese berücksichtigt dabei die jeweiligen netztechnischen Kenngrößen und verknüpft diese mit dem entsprechenden Siedlungstyp. In diesem Kontext werden zunächst relevante Parameter wie die Anzahl der Haushalte sowie die Betriebsmittel in einem bestimmten Netzabschnitt festgelegt. Hier liegt die Annahme zu Grunde, dass die im gesamten Netz vorhandenen Betriebsmittel identisch sind. Durch zufällige Auswahl eines Betriebsmittels gemäß einer gegebenen statistischen Verteilung für ein Netz der jeweiligen Klasse, kann so die Wahl der Betriebsmittel für jeweils ein generiertes synthetisches Netz erfolgen. An diese Vorauswahl der im Netz einheitlichen Parameter schließt sich im Folgenden die Generierung der einzelnen Stränge des jeweiligen Netzes an, wobei jede weitere Parameterausprägung nochmals eine eigene Verteilungsfunktion besitzt. Aufgrund der Vielzahl möglicher Variationen der auf diese Weise generierten synthetischen Netze, werden im Rahmen des Projekts 150 Netzausprägungen pro Siedlungstyp generiert und berechnet. Insgesamt werden demnach 1350 Netzausprägungen berechnet und jeweils einzeln bewertet. Entsprechend der Zuweisung von Haushalten und Gebäudetyp zum jeweiligen Netztyp lassen sich dezentrale Anlagen entsprechend dimensionieren und beliebig positionieren.





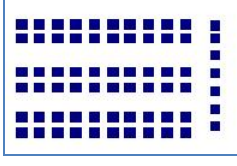











Netztyp	Siedlungseigenschaften	
Netztyp 1: Wohnplätze und Streusiedlungen		
Netztyp 2: Dörfer mit überwiegend Gehöften		
Netztyp 3: Ein- und Zweifamilienhaussiedlungen		
Netztyp 4: Einfamilienhaussiedlungen hoher Dichte und Dorfkern		
Netztyp 5: Reihenhausbebauung		
Netztyp 6: Zeilenbebauung mittlerer Dichte		
Netztyp 7: Zeilenbebauung hoher Dichte und Hochhäuser		
Netztyp 8: Blockbebauung		

Abbildung 6-10: Verwendete Netztypen und Siedlungsstrukturen nach [Scheffler 2002]

Probabilistische Lastflussberechnung

Um die Auswirkungen einer steigenden Integration elektrisch angetriebener Fahrzeuge in die Verteilungsnetze untersuchen zu können, wurde auf die Methode der probabilistischen Lastflussrechnung zurückgegriffen. Ergebnis einer solchen Untersuchung ist nicht ein deterministischer Auslastungs- oder Spannungswert für jedes Betriebsmittel und jeden Knoten. Vielmehr kann eine Aussage über die Wahrscheinlichkeit einer Auslastung unter Berücksichtigung einer Vielzahl von stochastischen Last- und Einspeiseprofilen getroffen werden. Zur Generierung der Profile finden statistische Größen Eingang in das Simulationsverfahren, die neben dem Verhalten konventioneller Verbraucher ebenso dezentrale Anlagen und deren Betriebsverhalten widerspiegeln.

Die Simulation konventioneller Verbraucher (konventioneller Haushalte) wird über die gerätespezifische Abbildung von Verbrauchsmustern relevanter Geräte im Haushalt erzielt. Hierbei wird jeder einzelne Haushalt separat betrachtet und simuliert. Der elektrische Lastgang wird mithilfe der Einschalthäufigkeit, der Einschaltdauer und dem Standby-Verhalten typischer Haushaltsgeräte modelliert und setzt sich aus insgesamt 30 unterschiedlichen Geräten zusammen. Der Gerätebestand eines Haushalts ist entsprechend dem Haushaltstyp und über eine zugehörige Besitzwahrscheinlichkeit modelliert.

Weiterhin sind dezentrale Technologien aufgrund ihrer erwarteten Rückwirkung auf den Lastgang miteinzubeziehen. Berücksichtigung findet hierbei die aus den Siedlungstypen resultierende Gebäudeart, die ausschlaggebend für den Wärmeverbrauch oder das Dachflächenpotenzial, die Neigung und Ausrichtung ist. Letzteres ist notwendig zur Ermittlung des maximalen PV-Potenzials. Anhand des Wärmebedarfs eines Gebäudes erfolgt die Dimensionierung und anschließende Betriebsweise der Anlagen. Nachstehend sind die Technologien, die in Form von „Durchdringungsszenarien“ berücksichtigt werden, gelistet.

- Photovoltaik
- Blockheizkraftwerke
- Elektrofahrzeuge

Die Einspeisepprofile der dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen (Photovoltaik und Kleinwindanlagen) wurden auf Basis von Globalstrahlungszeitreihen und Windzeitreihen für ein Referenzjahr angenommen. Dieses wurde vom Deutschen Wetterdienst zur Verfügung gestellt und entspricht einem exemplarischen meteorologischen Jahr in Deutschland.

Die Lastflussanalyse wird auf Grund der über das Jahr unterschiedlichen Einspeisecharakteristik der dargebotsabhängigen Erzeugungseinheiten stündlich für ein gesamtes Jahr berechnet. Durch eine innere Schleife erfolgt die Variation von stochastischen Eingangsdaten. Bei jedem Iterationsschritt wird eine mögliche Positionierung, Dimensionierung und Einspeisung von dezentralen Wandlungseinheiten gewählt, sowie Haushaltslastprofile stochastisch einzelnen Knoten zugeordnet. Anschließend erfolgt eine Lastflussberechnung. Abbildung 6-11 fasst das Verfahren zusammen.

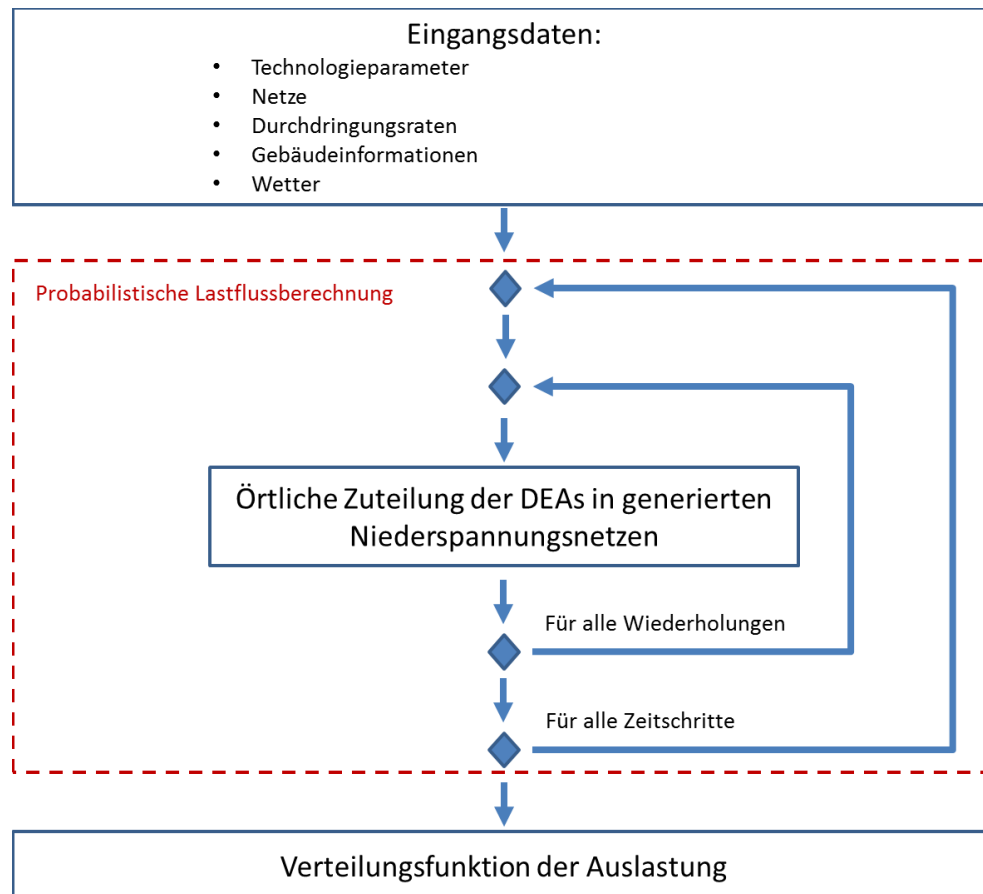


Abbildung 6-11: Probabilistische Lastflussberechnung

Berechnungsgrundlage Eingangsdaten

In den folgenden Tabellen sind die aus unterschiedlichen Literaturdaten ermittelten Durchdringungsraten für die Verteilnetzanalysen dargestellt. Es wird bis 2050 ein Anstieg der PV-Durchdringungsraten von etwa 15 % auf über 58 % sowie eine Durchdringung der privaten Häuser mit Mikro-KWK-Anlagen von 0,3 % auf knapp 9 % angenommen. Aus [Nitsch et al. 2011] wurde die Durchdringung der PKW-Flotte mit Elektrofahrzeugen entsprechend dem in Kapitel 5 zugrunde liegenden Szenario mit 7,6 % im Jahr 2030 und mit etwa 66 % im Jahr 2050 abgeleitet.

Tabelle 6-4: Ermittlung der PV-Durchdringungsraten (nach [Nitsch et al. 2011], [DGS 2010], [Lutsch 2005], [DDS 2009])

Parameter		2010	2020	2030	2040	2050
Installierte Leistung	[GW]	18,3	51,8	64,0	68,6	70
Installierte Leistung im NS-Netz	[GW]	14,64	41,60	51,39	55,09	56,21
Durchschnittliche Anlagengröße im NS-Netz	[kW]	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8
Anzahl Anlagen	[Mio]	1,06	3,01	3,72	3,99	4,07
Private Dachflächen	[Mio]	6,97	6,97	6,97	6,97	6,97
Durchdringungsrate	[%]	15,2	43,2	53,4	57,2	58,4

Tabelle 6-5: Ermittlung der KWK-Durchdringungsraten (nach [DENA 2010b], [Pielke 2010], [Lutsch 2005], [DDS 2009])

Parameter		2010	2020	2030	2040	2050
Installierte Leistung von Mikro-KWK-Anlagen	[GW]	0,12	0,6	1,5	2,5	3,0
Durchschnittliche Anlagengröße im NS-Netz	[kW]	5	5	5	5	5
Anzahl Anlagen	[Mio]	0,024	0,12	0,3	0,5	0,6
Private Häuser	[Mio]	6,97	6,97	6,97	6,97	6,97
Durchdringungsrate	[%]	0,3	1,7	4,3	7,2	8,6

Tabelle 6-6: Ermittlung der Elektrofahrzeug-Durchdringungsraten (nach [Nitsch et al. 2011])

Parameter		2010	2020	2030	2040	2050
Verkehrsleistung im Individualverkehr	[Mrd. Pkm]	872	888	883	840	800
Verkehrsleistung Fzg. mit Elektroantrieb	[Mrd. Pkm]	0	27	67	300	530
Durchdringungsrate	[%]	0,0	3,0	7,6	35,7	66,3

6.3.2 Untersuchungsergebnisse

Mit dem Ziel einer Bewertung der netztechnischen Implikationen infolge der Integration von Elektromobilität als auch weiterer dezentraler Wandlungseinheiten erfolgt nachstehend die Darstellung der generierten Ergebnisse. Als Grundlage wurden die oben gezeigten „Durchdringungsszenarien“ der Technologien angesetzt, die aus öffentlich verfügbaren Quellen sowie der in Kapitel 2 und Kapitel 4.4 dargestellten Rahmenbedingungen abgeleitet wurden. Um die mit den Entwicklungspfaden einhergehenden Folgen isoliert abschätzen zu können, wurde die Entwicklung der Last über die Jahre als konstant angenommen. Die Ladeleistung der Elektrofahrzeuge wird im Projekt einheitlich zu 3,7 kW angenommen. Weiterhin wird ein ungesteuertes Ladeverhalten der Elektrofahrzeuge unterstellt, das eine direkte Anbindung des Fahrzeugs nach Ankunft am Beladungsort impliziert.

Für die betrachteten acht Netztypen (vgl. Abschnitt 6.3.1) bedeuten die relativen Durchdringungsraten in den Jahren 2010 bis 2050 unterschiedliche installierte Einspeisekapazitäten bzw. Lasten. Beispielsweise errechnet sich die absolute installierte Leistung von PV-Anlagen für einen Netztyp unter Berücksichtigung von verfügbaren Dachflächen, die das theoretisch mögliche Potenzial von PV-Anlagen maßgeblich beeinflussen. Die absolute Anzahl von Elektrofahrzeugen wird auf Basis der Haushaltsanzahl und Besitzwahrscheinlichkeiten im jeweiligen Netztyp bestimmt.

Für eine konservative Abschätzung der Implikationen wird von einer Beladung der Elektrofahrzeuge am Wohnort ausgegangen. Eine nach thermischen Grenzwerten und Spannungsband differenzierte Bewertung wird im folgenden Verlauf diskutiert.

Thermische Belastung von Betriebsmitteln

Abbildung 6-12 illustriert die aus den Szenarien resultierenden, auf das Jahr 2010 bezogenen zusätzlichen Grenzwertüberschreitungen bei den Betriebsmitteln unter Berücksichtigung der oben genannten Technologien in synthetischen Niederspannungsnetzen. Als Grenzwertüberschreitung ist eine Betriebsmittelauslastung von über 100% im 95%-Quantil der Auslastungsverteilungsfunktion definiert. Eine nach Betriebsmitteln (Kabel und Ortsnetztransformatoren) differenzierte Darstellung ist aufgrund der sehr geringen Grenzüberschreitungen bei

Transformatoren nicht erfolgt. Bis zum Szenario 2030 erfolgt eine kontinuierliche Erhöhung der Grenzwertverletzungen – vornehmlich bei Kabeln – für die Netztypen 1 bis 4. Der degressiv ansteigende Verlauf wird bis 2040 fortgeführt. Vom Jahr 2040 bis zum Jahr 2050 nimmt die Anzahl der überlasteten Betriebsmittel in einigen Netztypen wieder leicht ab (s. z. B. Typ 4). Insgesamt ist ein moderater Anstieg mit einem Zuwachs bis auf 3,5 % der Betriebsmittel gegenüber dem Jahr 2010 zu verzeichnen.

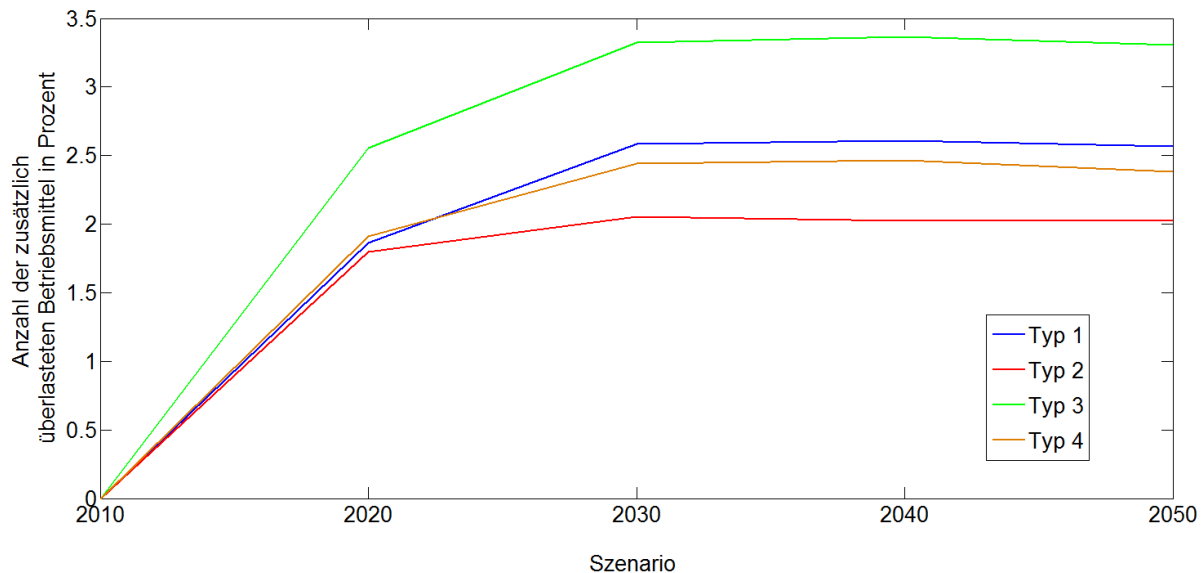


Abbildung 6-12: Prozentuale Anzahl der überlasteten Betriebsmittel in Siedlungsgebieten des Typs 1 bis 4

Die hier aufgeführten Netztypen weisen aufgrund der Bebauungsstruktur und Gebäudeart ein theoretisch höheres PV-Integrationspotenzial auf, als die nachstehenden Netztypen 5 bis 8. Durch Steigerung des Anteils an der Bevölkerung, der eine PV-Anlage besitzt (vgl. angenommene Durchdringungsraten), ergibt sich in den Netztypen 1 bis 4 somit ein signifikanter Anstieg der installierten Leistung und der Einspeisung durch PV-Anlagen. Eine Kompensation der zusätzlichen Einspeisung durch eine Zunahme der elektrischen Last durch Elektrofahrzeuge kommt erst ab dem Jahr 2040 zum Tragen. Auch der leichte Rückgang an überlasteten Leitungen bis 2050 ist auf die zusätzliche Last durch Elektromobile und demnach auf das Synergiepotenzial der genannten Technologien zurückzuführen. Der angenommene Anteil von etwa 66 % Elektrofahrzeugen an der gesamten vorhandenen Fahrzeugflotte im jeweils betrachteten Netzgebiet überkompensiert im Jahr 2050 die zusätzliche Einspeisung durch PV-Anlagen in einigen Zeitpunkten und es kommt insgesamt somit zu einem Rückgang der Überlastungen. KWK-Anlagen spielen aufgrund ihrer geringen Durchdringung nur eine untergeordnete Rolle.

In Abbildung 6-13 ist die zweite Gruppe von Netztypen dargestellt. Diese stellen Gebiete mit einer zur obigen Darstellung vergleichsweise höheren Bebauungsdichte dar. Für diese Netze ist ein grundsätzlich anderer Verlauf der zusätzlichen Überlastungen zu erkennen. Mit Ausnahme von Netztyp 6 weisen alle hier betrachteten Netzstrukturen kaum Veränderungen in den Überlastungen vom Jahr 2010 hin zum Jahr 2020 auf. Eine deutliche Zunahme der Überlastungen ist erst in den folgenden Jahren zu verzeichnen.

Der dargestellte grundsätzliche Verlauf erfolgt analog zur ansteigenden Durchdringung von Elektrofahrzeugen. Dies lässt darauf schließen, dass in diesen Netztypen der Netzeinfluss durch Elektromobile größer ist als die Effekte anderer Wandlungseinheiten. Der signifikante

Anstieg an PV-Durchdringung vom Jahr 2010 zum Jahr 2020 impliziert vergleichsweise geringere Auswirkungen, da kaum Veränderungen zwischen den beiden Szenarien zu erkennen sind.

Eine nähere Betrachtung der Eigenschaften der zugrunde gelegten Siedlungstypen plausibilisiert die obigen Deutungen. Die Siedlungsstruktur in den hier betrachteten Netzgebieten weist tendenziell eine höhere Bebauungsdichte (höhere Anzahl von Mehrfamilienhäusern, Hochhäuser) auf, woraus eine höhere Dichte an Elektrofahrzeugen resultiert. Andererseits besteht aufgrund der Siedlungsstruktur auch ein geringeres Potenzial für PV-Anlagen, da die verfügbare Dachfläche pro Einwohner im Netzgebiet deutlich geringer ist. Somit führt ein gleicher prozentualer Anstieg von PV-Anlagen auf Dachflächen absolut zu insgesamt weniger signifikanten zusätzlichen Einspeisungen im Vergleich zu den Netztypen 1 bis 4.

KWK-Anlagen nehmen in den Netztypen 5 bis 8 aufgrund ihrer relativ geringen Durchdringung ebenfalls nur eine untergeordnete Stellung ein. Die zusätzliche Einspeisung von KWK-Anlagen wird durch die Last der Elektrofahrzeuge bei weitem überkompensiert.

Netze vom Typ 6 gilt es gesondert zu betrachten. Sie weisen einen besonderen Verlauf bei den Überlastungen auf, wie Abbildung 6-13 zeigt. Bei diesem Netztyp handelt es sich um vorstädtische Siedlungen mit mittlerer Bebauungsdichte. Es sind also Netzgebiete, bei denen aufgrund der Charakteristika eine Überlagerung der Effekte aus den dicht und den weniger dicht besiedelten Netzen zu erwarten ist. Der in Abbildung 6-13 dargestellte resultierende Verlauf der zusätzlichen Überlastungen bestätigt diese Erwartungen. Es ist ein deutlicher Anstieg aufgrund der ansteigenden PV-Einspeisung vom Jahr 2010 zum Jahr 2020 und ein fortgesetzter Zuwachs an Betriebsmittelüberlastungen durch Elektrofahrzeuge in den weiteren Jahren zu erkennen. Die grundsätzlichen Unterschiede in der Entwicklung von Grenzwertverletzungen sind demnach vornehmlich auf siedlungsspezifische Charakteristika zurückzuführen.

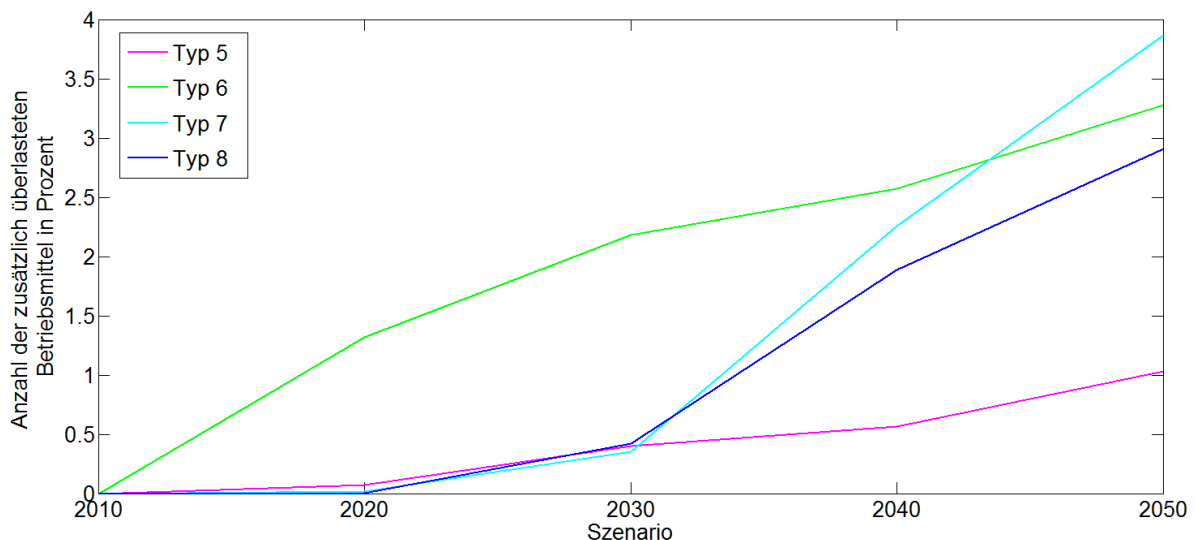


Abbildung 6-13: Prozentuale Anzahl der überlasteten Betriebsmittel in Siedlungsgebieten des Typs 5 bis 8

Spannungshaltung

Zur Untersuchung möglicher Abweichungen von der Nennspannung werden – wie bei den thermischen Betriebsmittelüberlastungen – die 95%-Quantile der Auslastungsverteilungsfunktion herangezogen. Für die Auswertung dienen zwei der acht betrachteten Netztypen als

Beispiele. Für Netztopologien mit einer geringen Besiedlungsdichte wird der Netztyp 1 und für Netze mit einer stärker besiedelten Umgebung der Netztyp 7 herangezogen.

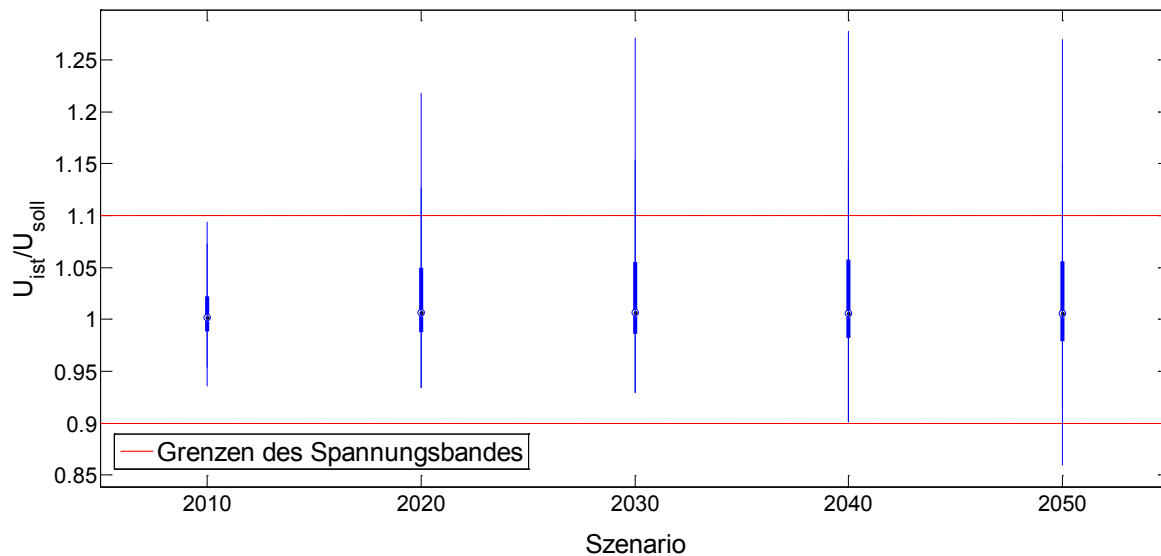


Abbildung 6-14: Spannungsband des Netztyps 1

Der Abbildung 6-14 ist eine große Streuung des Spannungsbandes zu entnehmen, wobei die dicken Striche das 50%-Quantil beschreiben. Das Toleranzband ist gemäß EN 50160 zu $\pm 10\%$ gewählt. Im Jahr 2010 sind erste Annäherungen an Grenzwerte zu verzeichnen, die bereits die heutige Situation in vornehmlich ländlich geprägten Gebieten adäquat widerspiegeln. Der signifikante Anstieg der PV-Durchdringung in den Folgeszenarien führt zu einer Verletzung der oberen Spannungsgrenze in den Jahren 2020 und 2030. Bis zum Jahr 2050 erhöht sich die PV-Durchdringung weiterhin, wird jedoch zum Teil durch zunehmende Lasten der Elektromobile kompensiert. Somit treten Verletzungen des oberen Spannungsbandes in den Jahren 2040 und 2050 ähnlich häufig und mit einer vergleichbaren Magnitude wie im Jahr 2030 auf. Die bis 2050 zunehmende Durchdringung von Elektromobilen sorgt zusätzlich dafür, dass in den Jahren 2040 und 2050 der Median (angedeutet durch einen Punkt innerhalb des blauen Balkens) sinkt. Im Ergebnis kommt es also ab etwa 2040 zu einer Kompensation der zusätzlichen Effekte von PV und Elektromobilität.

Siedlungstyp 7 (Abbildung 6-15) weist ein Spannungsbandverhalten auf, das von einem deutlich engeren Wertebereich geprägt ist. Dies ist auf die relativ hohe Bebauungsdichte und damit auf ein vergleichsweise reduziertes PV-Potenzial zurückzuführen. Den dominierenden Anteil stellen die Auswirkungen der Elektromobilität dar, was entsprechend zu einem tendenziell nach unten fallenden Spannungsband ab etwa dem Jahr 2030 führt. Bis zum Jahr 2030 bleibt das Spannungsband weitgehend gleich. Die Veränderungen durch die verstärkte Integration von Elektromobilen in den Jahren 2040 und 2050 überschreiten jedoch nicht die Grenzwerte des Spannungsbandes.

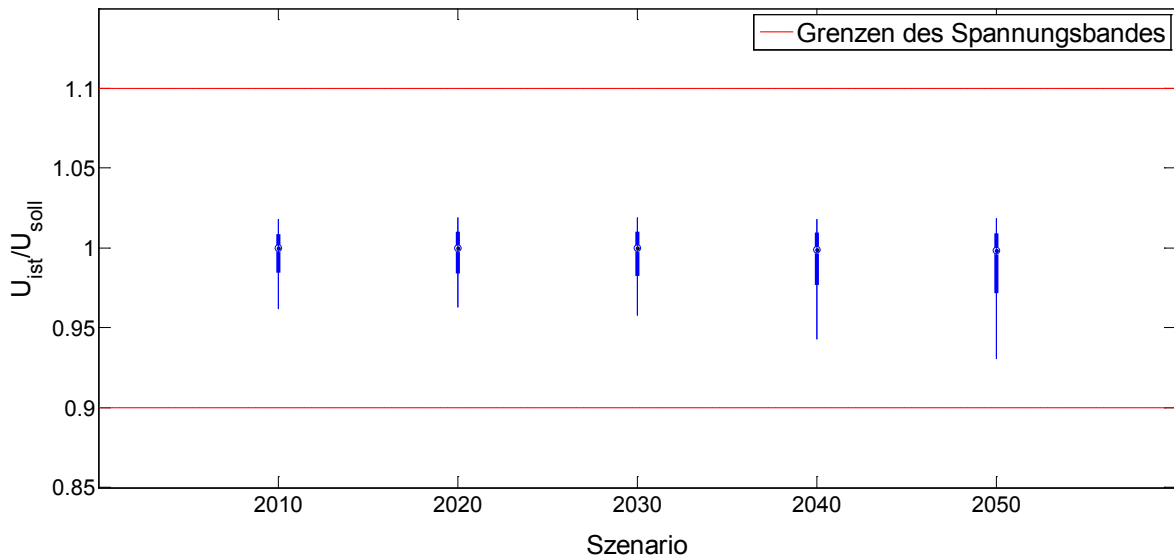


Abbildung 6-15: Spannungsband des Netztyps 7

6.3.3 Fazit

Im Rahmen der Untersuchungen wurden synthetisierte Niederspannungsnetze herangezogen, um möglichst übertragbare Resultate erzielen zu können. Diese sind nach Siedlungstyp differenziert und entsprechend der jeweiligen Charakteristik angepasst. Diese Betrachtungsweise ermöglicht spezifische Aussagen hinsichtlich notwendiger Ausbaumaßnahmen abhängig von Netz- und Siedlungsstruktur.

Für alle betrachteten Netztypen sind Überlastungen an max. 4% der eingesetzten Betriebsmittel erkennbar. Diese Aussage beruht auf einer Auswertung der Auslastungsverteilungsfunktion aus der probabilistischen Lastflussrechnung, bei der stochastische Eingangsparameter bei einer Vielzahl von Durchläufen variiert werden.

Siedlungsstrukturen des Typs 1 bis 4 weisen bereits frühzeitig (Zeitraum 2010 bis 2020) erkennbare Grenzwertverletzungen vornehmlich an Kabeln auf. Gebiete mit einer hohen Bebauungsdichte sind aufgrund einer tendenziell robusteren Netzbauweise weniger anfällig und lassen verzögert erste Grenzwertverletzungen an ca. 2% der Betriebsmittel erwarten (Jahr 2030). Elektromobilität nimmt dabei eine im Vergleich zu PV untergeordnete Rolle ein. Eine Kompensation der Effekte ist – unter Berücksichtigung der zugrunde gelegten Annahmen – erst ab 2030 und für Siedlungsstrukturen mit geringer Bebauungsdichte zu erwarten. Daher ist zunächst nicht von Synergieeffekten zwischen Batterien und dezentralen Stromerzeugern – außer in Fällen, in denen diese Technologien örtlich sehr nah beieinander liegen – auszugehen. Die Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung ist aufgrund relativ geringer zu erwartender Durchdringungsraten und kleiner Anschlussleistungen (1 bis 5 kW auf Haushaltsebene) hinsichtlich netztechnischer Implikationen vernachlässigbar.

Zusammenfassend ist daher festzuhalten, dass Elektromobilität bei einer Durchdringung von ca. 35% (Jahr 2030) und einer Anschlussleistung von 3,7 kW für maximal 4% der Betriebsmittel netztechnische Auswirkungen in Form von Grenzwertverletzungen aufzeigt. Hierbei ist allerdings nach Art der Grenzwertverletzung zu unterscheiden, die unterschiedliche Maßnahmen erfordern können. Grundsätzlich sind die Auswirkungen der Elektromobilität gegenüber dem Ausbaubedarf infolge der Integration von PV-Anlagen als wesentlich geringer einzustufen.

6.4 Übertragungsnetz (FGH)

6.4.1 Untersuchungsziel

Das Übertragungsnetz besteht im Wesentlichen aus den Spannungsebenen 380 kV und 220 kV und ist im europäischen Verbund über grenzüberschreitende Kuppelleitungen zu galvanisch zusammenhängenden Netzen verbunden. Ursprünglich war die Kupplung zum europäischen Verbundsystem durch eine dadurch mögliche gegenseitige Bereitstellung von Regelreserven begründet. Heute und zukünftig weiter zunehmend, sind Aufgaben hinsichtlich einer weiträumigen Energieübertragung hinzugekommen, die sich zum einen aus dem Stromhandel, im Wesentlichen aber auch durch die oftmals lastferne Erzeugung aus erneuerbaren Energiequelle ergeben.

In diesem Kapitel sollen die Auswirkungen der Elektromobilität auf das Übertragungsnetz untersucht werden. Dazu werden die Auswirkungen der in Kapitel 5 erstellten Szenarien auf die Transportanforderungen an das Übertragungsnetz untersucht. In diesen Szenarien werden ein stark zunehmender Einsatz von Elektrofahrzeugen (E-Fzg.) sowie ein weiterhin ansteigender Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen (EE) zugrunde gelegt. Durch den Ausbau der Stromerzeugung aus regenerativen Quellen wird bereits heute die Transportaufgabe des Übertragungsnetzes erheblich beeinflusst, da es zu einer Verschiebung von einer eher lastnahen Erzeugung aus Großkraftwerken hin zu einer eher lastfernen Erzeugung aus regenerativen Quellen kommt. Diese Auswirkungen sind für ein Ausbauziel von 39 % erneuerbare Stromerzeugung zumindest bis 2020 und mit dem Fokus auf das deutsche Transportnetz bereits in [DENA 2010a] eingehend untersucht worden, wobei ein erheblicher Ausbaubedarf der Übertragungsnetze festgestellt wurde. Daneben sind Auswirkungen einer zunehmenden Nutzung von Elektromobilität möglich, die einer genaueren Untersuchung bedürfen. Aus Sicht der Übertragungsnetze stellen die Elektrofahrzeuge zunächst eine zusätzliche Last dar, wobei zu berücksichtigen ist, dass diese durch Ladesteuerung eine Speicherfunktionalität bieten können. Es wird in dieser Studie davon ausgegangen (siehe Kapitel 5), dass diese Speicherfunktionalität primär zur Ausregelung fluktuierender Erzeugung – also zum Bilanzausgleich – und nicht zur gezielten Reduktion des Ausbaubedarfs im Übertragungsnetz eingesetzt wird. Daher ist das Untersuchungsziel, die verschiedenen Varianten zur Integration der E-Fzg. in die elektrische Energieversorgung hinsichtlich der erforderlichen Transportkapazitäten bzw. des daraus resultierenden Ausbaubedarfs im Übertragungsnetz zu bewerten. Der Fokus der Untersuchungen liegt dabei auf Deutschland.

6.4.2 Methodisches Vorgehen

Die volkswirtschaftliche Optimierung der Stromversorgung in Kapitel 5 liefert Netznutzungsszenarien, die in regionenscharfer Auflösung den Verbrauch, die Erzeugung sowie den Austausch elektrischer Wirkleistung angeben. Diese Netznutzungsszenarien liegen in zeitlicher Auflösung für jede fünfte Stunde eines betrachteten Jahres vor, insgesamt also 1752 Zeitpunkte für jedes betrachtete Szenario, die jeweils einer Netzberechnung zugeführt werden. Ziel der Netzberechnung ist, die sich aus den Netznutzungsszenarien ergebenden Transportanforderungen und den hierzu notwendigen Netzausbaubedarf innerhalb Deutschlands zu ermitteln.

Als Schnittstelle zwischen den vom DLR-TT bereitgestellten Netznutzungsszenarien und dem verwendeten Netzmodell dient eine Aufteilung des Netzgebietes in Modellregionen (Abbildung 5-2). Aufgrund des Betrachtungsfokus auf Deutschland wird hierbei Deutschland

mit 18 Regionen sowie zwei Offshore-Regionen deutlich detaillierter abgebildet als das übrige Europa mit insgesamt zehn Regionen.

Bei einer Erstellung von Netznutzungsszenarien für Übertragungsnetze ergibt sich grundsätzlich das Problem, dass die Netznutzung und das Marktgeschehen nicht unabhängig von den verfügbaren Übertragungskapazitäten erfolgt, wobei im Wesentlichen die grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten engpassbehaftet sind. Die Übertragungsnetzbetreiber geben daher dem Markt die verfügbaren Übertragungskapazitäten (NTC-Werte) vor, was dann entsprechend als eine Randbedingung bei der Erstellung von Netznutzungsszenarien zu berücksichtigen ist. Im Rahmen dieses Forschungsvorhabens wurde ein iterativer Prozess entwickelt, der dieses Zusammenspiel aus verfügbaren Netzkapazitäten und Netznutzungsszenarien abbildet. Die dazu entwickelte Methodik ist in Abbildung 6-16 schematisch dargestellt. Das Optimierungsverfahren REMix liefert Netznutzungsszenarien in Form einer regionenscharfen Bereitstellung von Lasten und Einspeisungen, wobei die Einspeisungen nach ihren Primärenergiequellen aufgeschlüsselt sind. Diese werden in ein detailliertes Netzmodell eingespeist, indem eine Aufschlüsselung auf die einzelnen Netzknoten des Netzmodells erfolgt.

Die Netzbewertung erfolgt mit Hilfe von Lastflussberechnungen, mit denen Auslastungen der einzelnen Netzzweige errechnet werden und darauf aufbauend der Netzausbaubedarf ermittelt wird. Die Rückkopplung zum Optimierungsverfahren REMix erfolgt wie folgt.

- Die verfügbaren Übertragungskapazitäten zwischen zwei benachbarten Modellregionen werden durch NTC-Werte abgebildet. Hierzu wird solange die Bilanz in einer Region erhöht und in der entsprechend anderen reduziert, bis es unter Berücksichtigung des (n-1)-Kriteriums zu Zweigüberlastungen kommt. Mit dieser Vorgehensweise lässt sich die maximal mögliche Übertragungskapazität zwischen zwei Regionen ermitteln.
- Damit die verfügbaren Übertragungskapazitäten in dem geschlossenen Optimierungsverfahren REMix als Nebenbedingung berücksichtigt werden können, ist eine vereinfachte Nachbildung des Übertragungsnetzes erforderlich. Hierzu wurde auf Basis von PTDF-Faktoren (siehe z. B. [DENA 2010a]) ein vereinfachtes linearisiertes Netzmodell abgeleitet, welches für jede Modellregion genau einen Knoten beinhaltet und alle Kuppelleitungen zwischen zwei Regionen zu einem Zweig zusammenfasst.

Mit diesem vereinfachten linearisierten Netzmodell in Kombination mit den NTC-Werten steht eine Beschreibung des Übertragungsnetzes zur Verfügung, die direkt in das lineare Optimierungsproblem von REMix integriert werden kann.

Da der erforderliche Netzausbau aufgrund der Entwicklung der Elektromobilität in Deutschland im Fokus der Untersuchungen steht, werden zwischen den deutschen Modellregionen keine NTC-Werte berücksichtigt. Dies entspricht auch der aktuellen Situation, in der es innerhalb Deutschlands nur ein Marktgebiet gibt.

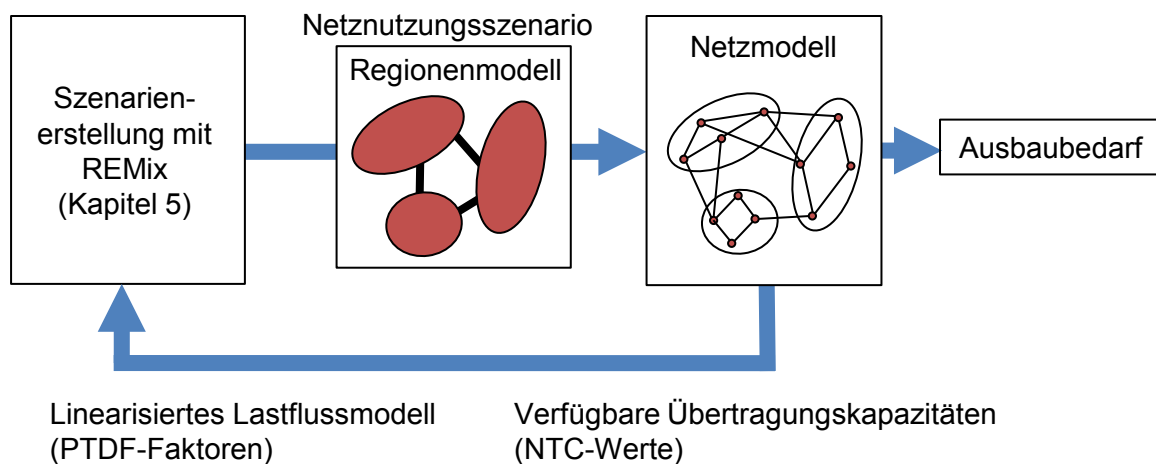


Abbildung 6-16: Methodik zur Nachbildung der Kopplung zwischen Übertragungskapazitäten und Netznutzungsszenarien

Die Netzberechnungen werden auf einem auf öffentlichen Quellen basierenden Netzdatensatz erstellt [Haubrich 2009]. Dieses bildet das europäische Übertragungsnetz knotenscharf ab und wurde für diese Untersuchung so angepasst, dass die Ausbauprojekte gemäß der Netzstudie I der Deutschen Energie-Agentur [DENA 2005], dem Energieleitungsausbaugesetz [EnLAG 2009] sowie der UCTE System Adequacy Forecast [UCTE 2009] als realisiert angenommen werden.

Zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs werden die prognostizierten Netznutzungsszenarien einer quasistationären Lastflussberechnung unterzogen, die als Ergebnis die sich einstellenden Strom- und Leistungsflüsse im Netz liefert. Für diese Untersuchungen ist die Anwendung der vereinfachten Wirklastflussberechnung besonders geeignet. Diese ermöglicht eine grundsätzliche Analyse des Einflusses der Netznutzungsszenarien auf die Auslastung von Netzelementen. Eine genauere Berechnung mit einer komplexen Wirk-/Blindflussberechnung würde aufgrund der großen Unsicherheiten in den Eingangsdaten keinen weiteren Erkenntnisgewinn bringen.

Als technische Randbedingungen für den Netzbetrieb wird innerhalb des (n-1)-Kriteriums die thermische Belastbarkeit von Netzweigen berücksichtigt. Die Einhaltung des deterministischen (n-1)-Kriteriums bedeutet, dass der Ausfall einer beliebigen Leitung oder eines Transformators zu keiner Überlastung eines anderen Netzweiges führt.

Aufbauend auf einer Analyse von Netzauslastungen wird der notwendige Netzausbaubedarf ermittelt. Aufgrund des langfristigen Betrachtungshorizontes und der damit verbundenen großen Unsicherheiten in den Eingangsdaten ist es nicht sinnvoll, aus diesen Ergebnissen einzelne konkrete Planungsprojekte abzuleiten. Auch vor dem Hintergrund, dass die grundsätzlichen Auswirkungen verschiedener Ladestrategien der Elektrofahrzeuge auf das Übertragungsnetz untersucht werden sollen, ist eine vereinfachte Beschreibung des Ausbaubedarfs zweckmäßig. Um den Netzausbaubedarf zu ermitteln, werden über alle 1752 Zeitpunkte eines Szenarios etwaige Grenzwertverletzungen der thermischen Belastbarkeit von Zweigen ermittelt und daraufhin eine Verstärkung der betroffenen Leitungen vorgenommen. Hierzu werden den überlasteten Zweigen solange parallele Zweige mit identischen Lastflusseigenschaften zugebaut, bis die Grenzen der thermischen Belastbarkeit eingehalten werden. Einen Überblick über dieses Vorgehen liefert Abbildung 6-17. Die Methodik liefert die zuge-

baute Stromkreislänge als eine sehr gute Abschätzung für den notwendigen Netzausbaubedarf.

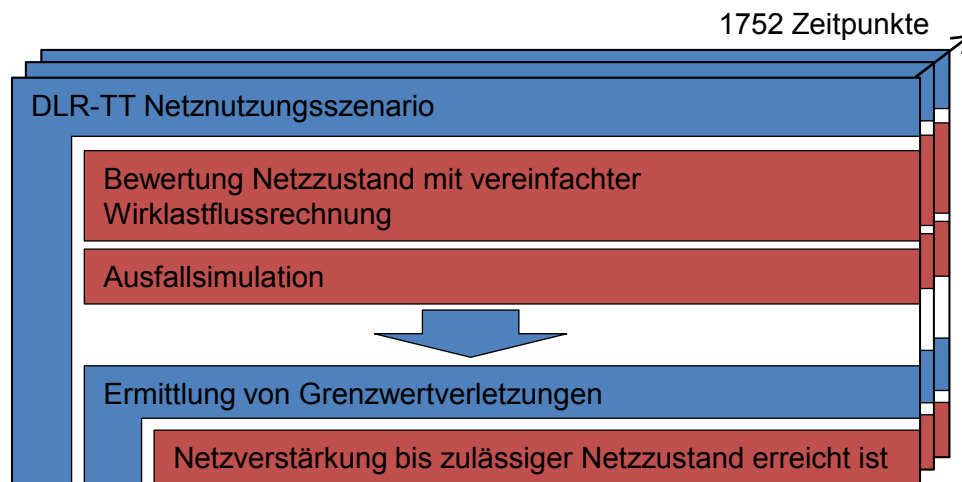


Abbildung 6-17: Verfahren zur Ermittlung des Ausbaubedarfs im Übertragungsnetz

6.4.3 Betrachtete Szenarien

Um die Auswirkungen der Elektromobilität auf den Ausbaubedarf des Übertragungsnetzes ableiten zu können, werden verschiedene Szenarienvarianten zur Stromversorgung sowie zur Entwicklung der Elektromobilität und eines Lademanagements untersucht und einander gegenübergestellt. Abbildung 6-18 gibt einen Überblick über die betrachteten Szenarien.

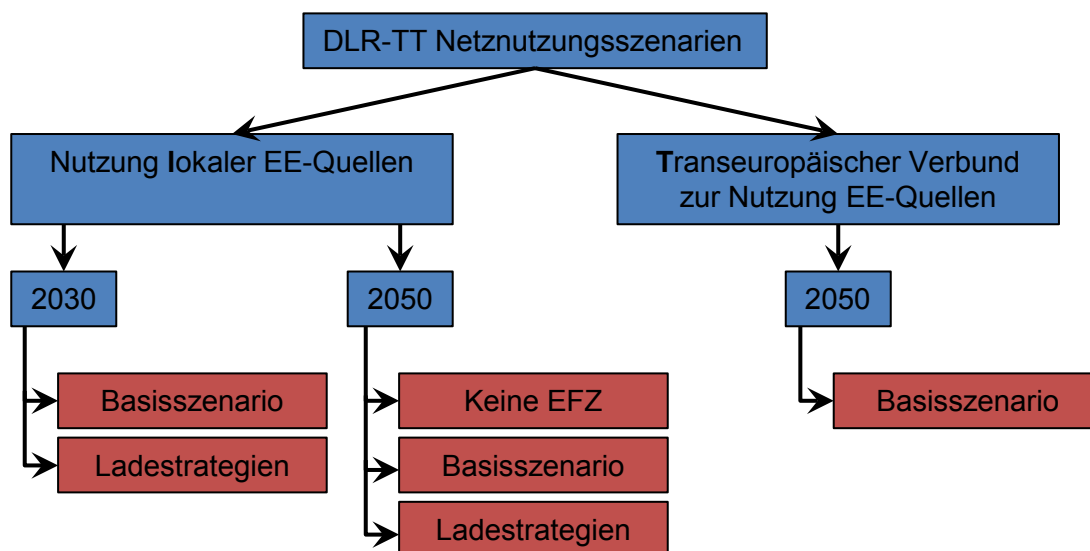


Abbildung 6-18: Betrachtete Szenarien zur Nachbildung der Elektromobilität

Neben einer weitgehenden Deckung des deutschen Energiebedarfs durch dezentrale regenerative Energiequellen wird zusätzlich von einem transeuropäischen Verbund zur Nutzung der erneuerbaren Energien auch unter Einbeziehung eines Solarstromimports aus Nordafrika ausgegangen.

Des Weiteren wurden Netznutzungsszenarien sowohl für das Jahr 2030 als auch 2050 untersucht, wobei der Fokus auf dem Jahr 2050 liegt, da die Durchdringung mit Elektrofahrzeugen für 2030 mit deutschlandweit insgesamt 5,1 Millionen noch verhältnismäßig gering ist (s.

Kapitel 4). Im Jahr 2050 steigt diese Anzahl auf 27 Millionen. Als wesentliches Untersuchungsziel sind die Auswirkungen unterschiedlicher Ladestrategien von Elektrofahrzeugen zu ermitteln. Hier finden die Möglichkeiten des ungesteuerten Ladens (UL), des gesteuerten Ladens (CL) sowie des bidirektional gesteuerten Ladens (V2G) von Elektrofahrzeugen Berücksichtigung (siehe Kapitel 5). Abbildung 6-19 zeigt eine Übersicht der betrachteten Szenarien zur Ladesteuerung. Es wird jeweils ein Basisszenario betrachtet, bei dem die E-Fzg. teilweise ungesteuert sowie gesteuert aufgeladen werden. Außerdem wurde in weiteren Szenarien für die Jahre 2030 und 2050 bei lokaler EE-Nutzung die Ladesteuerung aller E-Fzg. geändert.

Ein weiteres Szenario berücksichtigt für 2050 und bei Nutzung lokaler, regenerativer Energiequellen keinen Einsatz von Elektrofahrzeugen. Dementsprechend wurde auch die Erzeugung elektrischer Energie reduziert, da grundsätzlich angenommen wird, dass der Energiebedarf der Elektrofahrzeuge vollständig durch erneuerbaren Energiequellen gedeckt werden muss (s. Kapitel 5).

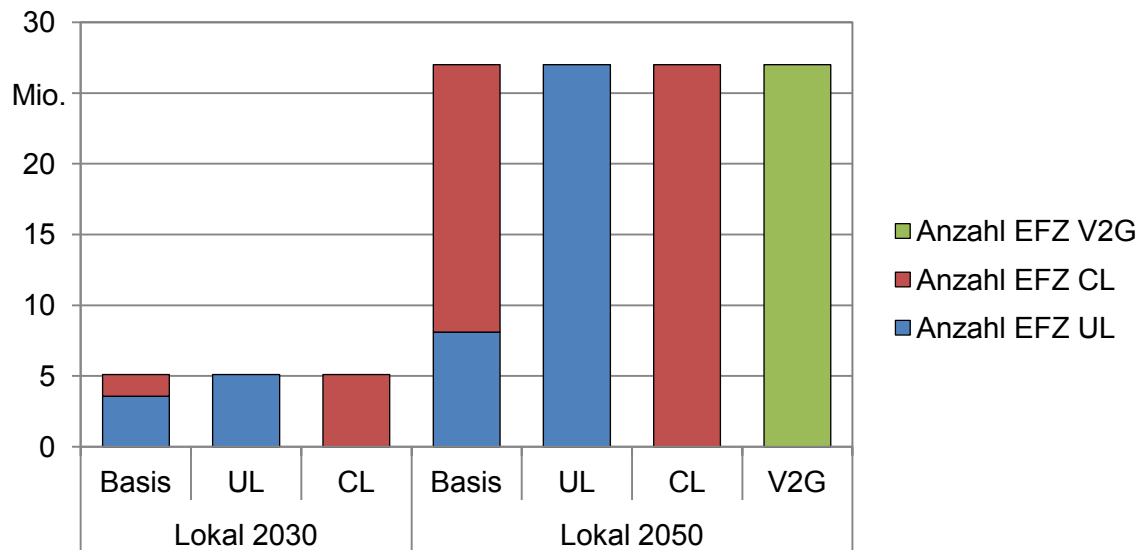


Abbildung 6-19: Varianten zur Berücksichtigung unterschiedlicher Ladestrategien

6.4.4 Untersuchungsergebnisse

Mit dem Ziel, die grundsätzlichen Auswirkungen der Elektromobilität auf die Anforderungen an das Übertragungsnetz abzuleiten, ist zunächst eine Beschränkung des Netzausbaus auf konventionelle Drehstromtechnik sinnvoll. Dieser modellhafte Ansatz führt zwar zu eher theoretischen Lösungen, die insbesondere auch aufgrund von Akzeptanzproblemen in der Bevölkerung wohl nicht vollständig umsetzbar wären, er bietet aber den Vorteil, dass es zu weniger Überlagerungen mit anderen Effekten kommt, wie sie z. B. durch die Verwendung von HGÜ-Verbindungen mit deren Notwendigkeit zu Integration in das bestehende System auftreten und die Ergebnisinterpretation hinsichtlich der Auswirkung der Elektrofahrzeuge erschweren würden. Ausnahmen bilden hierbei bereits bestehende HGÜ-Anlagen oder solche Verbindungen, die aufgrund einer Trassenführung im Meer nur als HGÜ sinnvoll möglich sind. Abbildung 6-20 zeigt die berechnete zugebaute Stromkreislänge bei einem Vergleich der Szenarien für das Jahr 2030. Die Ergebnisse sind dabei auf das Basisszenario normiert dargestellt. Es ist erkennbar, dass die notwendige Netzverstärkung infolge der 5,1 Millionen Elektrofahrzeuge und des Zubaus von EE-Einspeisungen zur deren Versorgung nicht signifi-

kant durch Unterschiede im Ladeverhalten der E-Fzg. beeinflusst wird. Die geringen Unterschiede im Netzausbau (< 3 %) liegen in der Größenordnung der erreichbaren Berechnungsgenauigkeit, die zum einen durch die Unsicherheiten in den Eingangsdaten, aber auch in unvermeidbaren Diskretisierungseffekten (überlastete Zweige müssen immer durch eine ganzzahlige Anzahl neuer Stromkreise verstärkt werden) des angewendeten Verfahrens begründet liegen. Daneben ist bei der Ergebnisinterpretation zu berücksichtigen, dass der Netzausbaubedarf immer durch das kritischste Netznutzungsszenario determiniert ist.

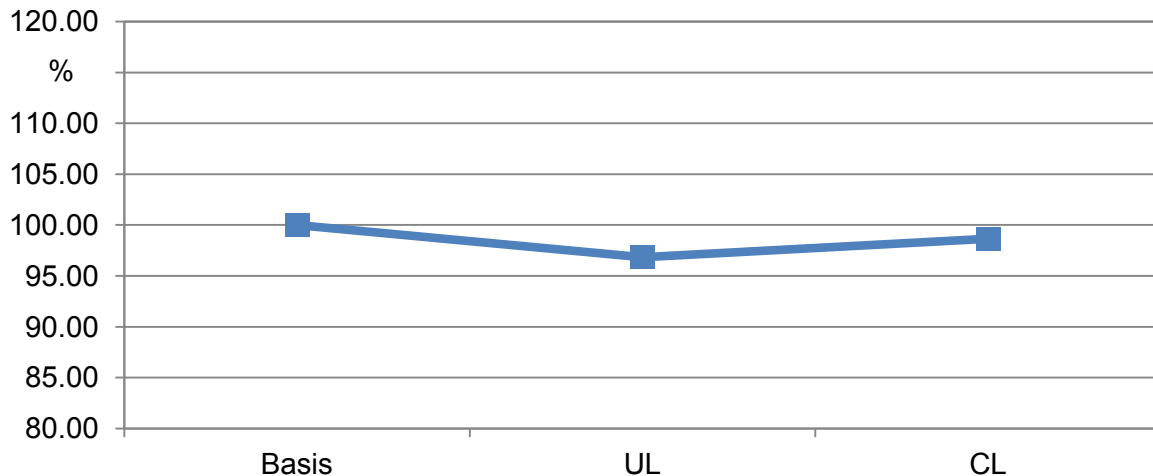


Abbildung 6-20: Vergleich der Szenarien für das Jahr 2030

Der notwendige Ausbau findet vorwiegend im norddeutschen Raum statt. Zu begründen ist diese Verteilung mit dem Abtransport elektrischer Energie aus windreichen Regionen im Norden Deutschlands sowie den Offshore-Gebieten in die bevölkerungsreichen und somit verbrauchsintensiven Regionen des Südens. Die Ergebnisse korrespondieren mit den vom DLR-TT angenommenen Verteilungen der Windenergie und Bevölkerung.

Die Gegenüberstellung des notwendigen Netzausbaus für die Szenarien im Jahr 2050 (Abbildung 6-21) lässt dieselbe Schlussfolgerung zu wie für die Szenarien des Jahres 2030: Die Ladestrategien der E-Fzg. haben in den betrachteten Szenarien keinen signifikanten Einfluss auf den Ausbaubedarf des Übertragungsnetzes.

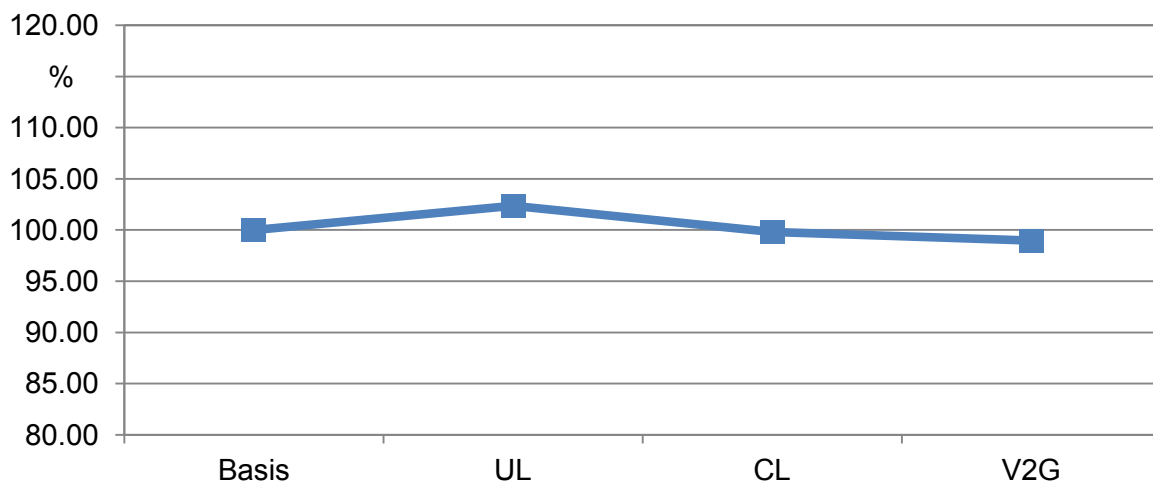


Abbildung 6-21: Vergleich der Szenarien für das Jahr 2050

Neben dem zuvor analysierten Einfluss der unterschiedlichen möglichen Ladestrategien sind die Auswirkung der Elektromobilität grundsätzlich von Interesse. Um diesen Effekt quantifizieren zu können, wurde für das Jahr 2050 ein Szenario ganz ohne Elektrofahrzeuge untersucht. Gemäß der Annahme, dass die für die Elektromobilität benötigte elektrische Energie aus erneuerbaren Quelle bereitgestellt wird, geht damit auch eine entsprechende Reduzierung der installierten EE-Kapazitäten einher (siehe Abschnitt 5.3). Insgesamt führen diese Änderungen zu einem signifikanten Unterschied in dem benötigten Ausbaubedarf von ca. 12 % (Abbildung 6-22).

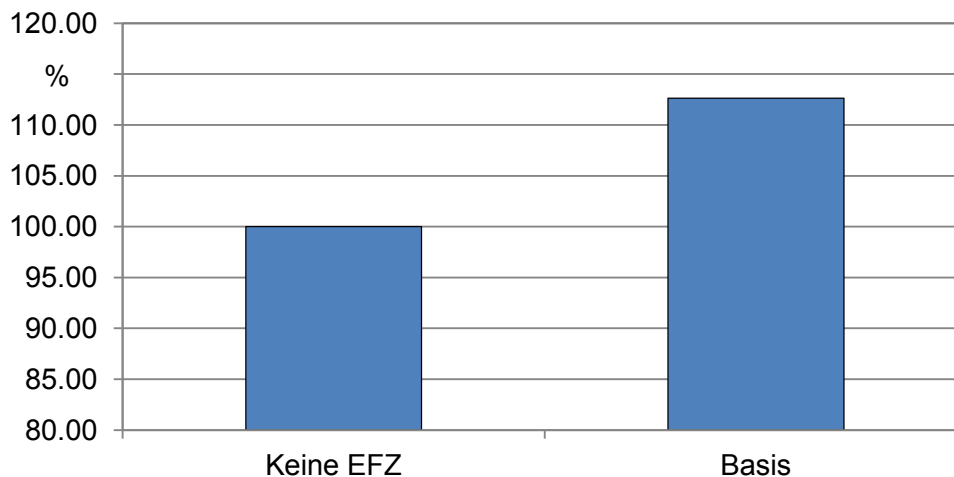


Abbildung 6-22: Vergleich des Basisszenarios und des Szenarios ohne E-Fzg. und entsprechend reduzierter EE-Kapazität für das Jahr 2050

Die Untersuchungen des Kapitels 5 unterscheiden grundsätzlich ein lokales Szenario, mit einer weitgehenden Deckung des deutschen Energiebedarfs aus inländischer Erzeugung, und ein transeuropäisches Szenario. Die Auswirkungen dieser Szenarien auf den Netzausbaubedarf innerhalb Deutschlands werden im Folgenden untersucht.

In Abbildung 6-23 ist die räumliche Verteilung der Differenz des notwendigen Netzzubaus für die deutschen Modellregionen dargestellt. Hierbei sind aus Darstellungsgründen einige Regionen zusammengefasst. Ein negativer Wert in den Balkendiagrammen (rote Balken) gibt an, dass die Zweigverstärkungen beim transeuropäischen Szenario größer sind als beim lokalen Szenario. Dementsprechend bedeuten positive Werte (blaue Balken) einen höheren Netzausbaubedarf für das lokale Szenario. Es ist zu erkennen, dass der Ausbaubedarf beim transeuropäischen Szenario deutschlandweit insgesamt reduziert wird. Bei diesem Szenario findet der Leistungsaustausch zwischen Deutschland und dem Ausland vorwiegend über die südlichen Regionen statt, die eine hohe Last aufweisen. Daneben sieht das transeuropäische Szenario einen geringeren Zubau an WEA-Erzeugung (vor allem offshore) vor, so dass insgesamt der innerhalb Deutschlands notwendige Transport vom Norden in den Süden reduziert wird und somit weniger Netzausbau innerhalb Deutschlands erforderlich wird.

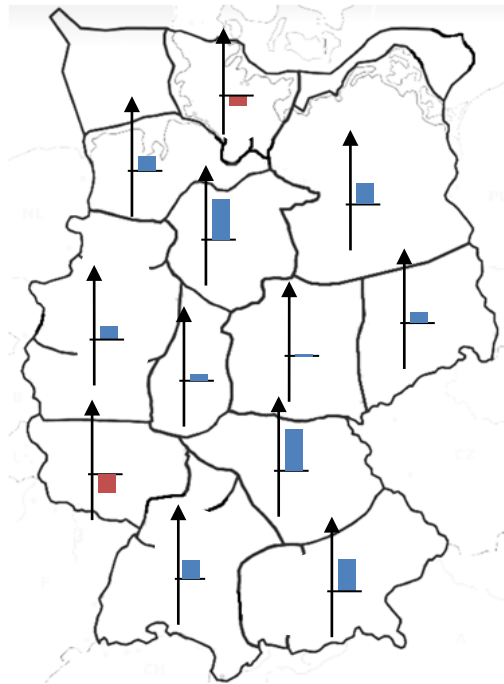


Abbildung 6-23: Differenz des Netzausbaubedarfs des lokalen und transeuropäischen Szenarios für das Jahr 2050

Eine weitere Untersuchung berücksichtigt eine grenzüberschreitende Leistungsübertragung mit Hilfe von HGÜ, indem neben dem bisher angenommenen weitgehenden Verzicht auf HGÜ-Technologie die Optimierungsergebnisse zum Leistungsaustausch per HGÜ des DLR-TT berücksichtigt werden (s. Abbildung 5-9 und Abbildung 5-10). In Abbildung 6-24 ist der verbleibende Netzausbaubedarf in Drehstromtechnik der zuvor analysierten Variante ohne Berücksichtigung von grenzüberschreitenden HGÜ gegenübergestellt. Positive Werte in den Balkendiagrammen bedeuten, dass in der entsprechenden Modellregion mehr Drehstromleitungen im Falle eines Verzichts der HGÜ benötigt werden. Negative Werte stellen demzufolge einen größeren konventionellen Netzausbaubedarf bei Verwendung der errechneten HGÜ-Verbindungen nach Deutschland dar. Durch den Einsatz der hier angenommenen HGÜ-Verbindungen kann somit erwartungsgemäß innerhalb Deutschlands der konventionelle Netzausbau reduziert werden. Dieses Ergebnis ist aber grundsätzlich von der konkreten Ausgestaltung der einzelnen HGÜ-Projekte abhängig und daher nicht uneingeschränkt zu verallgemeinern. Im Norden Deutschlands kommt es in dem betrachteten Szenario zu einer Entlastung der verbleibenden Drehstromleitungen und somit zu einem geringeren Ausbaubedarf. Im Süden entsteht dagegen durch den Bedarf die dort durch die HGÜs ins konventionelle Netz eingespeiste Leistung aufzunehmen lokal ein Erhöhter Ausbaubedarf. Da der Fokus dieser Untersuchung auf den Auswirkungen der Elektromobilität auf die Transportanforderungen an das Übertragungsnetz liegt und diese nicht von der Wahl der Übertragungstechnologie abhängen, unterbleibt hier eine weitere Analyse möglicher HGÜ-Verbindungen.

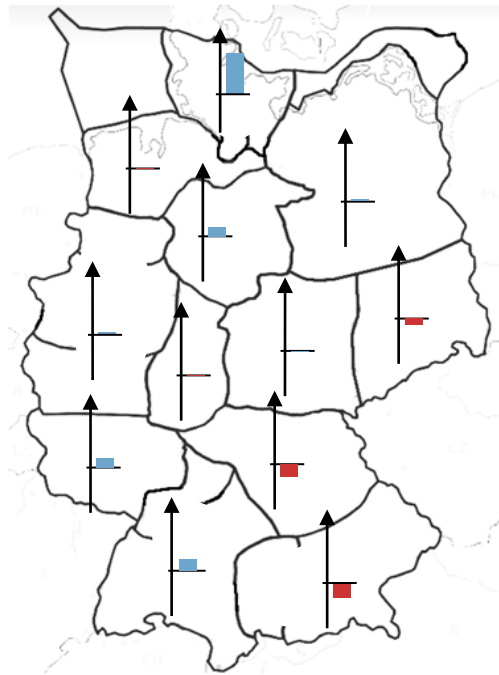


Abbildung 6-24: Differenz des Netzausbaubedarfs des lokalen und transeuropäischen Szenarios für das Jahr 2050

Der zukünftig zu erwartende erhebliche Ausbau der Einspeisung aus erneuerbaren Energien wird die Anforderungen an die Transportaufgaben des Übertragungsnetzes weiter signifikant erhöhen, was auch Gegenstand vieler Untersuchungen ist. Dabei sind neben den hier diskutierten Aspekten zu thermischen Belastbarkeiten von Betriebsmitteln auch Fragen zur statischen und dynamischen Netzstabilität von Interesse. Die hier ermittelten verhältnismäßig geringen Auswirkungen der Elektrofahrzeuge auf die Transportanforderungen lassen den Einfluss der Elektromobilität auf die Netzstabilität nicht als vordringlich erscheinen. Vielmehr ist bei einem Wandel weg von vornehmlich zentraler Erzeugung hin zu einer dezentralen Erzeugung ggf. mit hohem Anteil an Speichern, zu diesen Netznutzern ein entsprechender Beitrag zur dynamischen Netzstützung zu verlagern.

7 Rahmenbedingungen zur Entwicklung der Elektromobilität

Im folgenden Kapitel wird zum einen ein Überblick über die wesentlichen Akteure, ihre mögliche Rolle bei der Entwicklung der Elektromobilität und über denkbare Geschäftsmodelle basierend auf einer Literaturlauswertung und der Diskussionen in den letzten Jahren gegeben. Zum anderen werden grundsätzliche energiepolitische und -wirtschaftliche Rahmenbedingungen skizziert, die für den Durchbruch der Elektromobilität vorteilhaft oder erforderlich erscheinen. In das Arbeitspaket sind die Expertisen aller Verbundpartner mit eingeflossen.

7.1 Chancen, Risiken, Anreize und Wechselwirkungen für Schlüsselakteure

Im Bereich des konventionellen Automobilbaus ist Deutschland eine der führenden Nationen. Um jedoch auch von dem Paradigmenwechsel hin zur Elektromobilität profitieren zu können, sind seitens der verschiedenen nationalen Akteure noch erhebliche Anstrengungen notwendig, da im Vergleich zur internationalen Konkurrenz z. T. ein enormer technologischer Nachholbedarf besteht.

Wesentliche Schlüsseltechnologien für die Elektromobilität sind insbesondere Fahrzeugbatterien, Leistungselektronik und elektrische Motoren, mechanische Antriebsstränge sowie Leichtbau im Fahrzeugbereich. Dies bedeutet zum einen, dass bei den etablierten Akteuren wesentliche Teile des vorhandenen Wissens entwertet werden, da technologisches Know-how über Gebiete wie Verbrennungsmotoren, Kupplungen und Getriebe sowie Kraftstoffversorgung und Abgasanlagen weniger relevant sein wird. Zum anderen ist Wissen in den oben genannten Bereichen aufzubauen. Eine weitere zentrale Herausforderung ist der Aufbau der notwendigen Ladeinfrastruktur. Hierzu sind nicht nur Ladestationen einzurichten und an das Elektrizitätsnetz anzuschließen, sondern auch Informations- und Kommunikationstechnologien für die Steuerung des Ladevorgangs, das Abrechnungswesen etc. zu implementieren. Darüber hinaus werden auch IKT-Konzepte an Bedeutung gewinnen, die weitgehend unabhängig von den Fahrzeugen selbst sind. Beispiele sind Softwarelösungen zur Reichweitenprognose, zur Vorreservierung und Navigation zu Ladepunkten oder zur Ferndiagnose des Fahrzeug- bzw. Batteriezustandes.

Da der technologische Rückstand aufgrund bestehender Defizite in Wissenschaft, Technologieentwicklung und Ausbildung als beträchtlich eingestuft wird (vgl. z. B. [Achleitner et al. 2010]), stehen sämtliche Akteure des Innovationssystems „Elektromobilität“ vor erheblichen Herausforderungen. Neben diesen technologischen Defiziten stellt sich das Problem, dass wie erwähnt umfassende Investitionen in neue Infrastrukturen notwendig sind. Der zunehmende Einfluss neuer Technologiegebiete, wie z. B. IKT und Leistungselektronik, sowie sich änderndes Nutzerverhalten ziehen außerdem Umstrukturierungen der Wertschöpfungsketten nach sich und machen die Entwicklung neuer Geschäftsmodelle erforderlich. Aus Sicht der Politik liegt die Herausforderung daher darin, effektive und effiziente Maßnahmen zu gestalten, um die notwendige Entwicklung zu fördern und die deutsche Industrie im internationalen Wettbewerb zu unterstützen.

Ausgehend von einer Analyse der möglichen Akteure im Bereich der Elektromobilität sowie der wesentlichen Wirkungsmechanismen und Interdependenzen, werden im Folgenden An-

satzpunkte für politische Maßnahmen identifiziert, die eine Grundlage für Empfehlungen in Bezug auf die Ausgestaltung möglicher politischer Strategien bilden.

7.1.1 Fahrzeughersteller

Unabhängig von der Entwicklung der Elektromobilität stehen die Fahrzeughersteller vor der Herausforderung, dass sich steigende Rohölpreise, ein zunehmendes Umweltbewusstsein sowie neue gesetzliche Rahmenbedingungen (z. B. Umweltzonen) zunehmend auf das Verhalten der Nachfrager bzw. deren Präferenzen auswirken. Überdies ist – beispielsweise an den Absatzzahlen von Kleinwagen oder der seit Jahren wachsenden Zahl von Car-Sharing-Teilnehmern – zu beobachten, dass die Bedeutung des eigenen PKWs als Statussymbol in einzelnen Kundensegmenten abzunehmen scheint. In einem Elektromobilitätsmarkt ist die zentrale Position der Fahrzeughersteller innerhalb der Wertschöpfungskette – an der Schnittstelle zwischen der Angebots- und der Nachfrageseite – hierbei sowohl Chance als auch Risiko.

Neue Absatzmärkte und Strategien

Im Vergleich zu etwaigen neuen Wettbewerbern können etablierte Fahrzeughersteller von ihrem bereits vorhandenen Zulieferernetzwerk, ihrem vorhandenen Markenimage sowie den guten Netzwerken im Bereich der Kundenbetreuung profitieren. Der Wandel hin zur Elektromobilität bietet ihnen darüber hinaus die Möglichkeit, die CO₂-Anforderungen an Neuwagenflotten einzuhalten. Mit Blick auf das sich ändernde Nachfragerverhalten lässt sich dabei mit entsprechendem Marketing auch das jeweilige Markenimage beeinflussen (Stichwort: „grünes“ Image). Zusätzlich sind viele der Hersteller bestrebt, sich nicht nur auf den Verkauf von Fahrzeugen an Haushalte, Unternehmen und Mobilitätsdienstleister (ÖPNV, Mietwagenunternehmen etc.) zu beschränken, sondern die Elektromobilität auch zur Erschließung neuer Absatzmärkte bzw. neuer Geschäftsfelder (z. B. Car-Sharing) zu nutzen.

Zentrale Entscheidungsgröße für die Strategie der Fahrzeughersteller ist hierbei das zu erwartende Marktpotenzial, das entscheidend vom Vorhandensein bzw. der Funktionsfähigkeit der notwendigen Infrastruktur (Ladestationen etc.) abhängt. Die Fahrzeughersteller sind somit maßgeblich vom Investitionsverhalten der Energieversorgungsunternehmen und der Netzbetreiber abhängig. Eine etwaige Zusammenarbeit mit diesen Unternehmen böte zwar einerseits die Möglichkeit, deren Kompetenzen, z. B. auf dem Gebiet der Abrechnungssysteme, zu nutzen. Andererseits ist gerade das Image der größeren Energieversorgungsunternehmen z. T. deutlich negativ besetzt: Aus Sicht der Nachfrager ist Elektromobilität nur dann sinnvoll, wenn die eingesetzten Stromerzeugungstechnologien nicht im Widerspruch zum Umweltgedanken stehen. Des Weiteren werden allenfalls die Käufergruppen der „Innovatoren“ und der „Early Adopters“ einen Kaufpreis für Elektrofahrzeuge zahlen, der signifikant über dem vergleichbarer Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor liegt. Das zu erwartende Marktpotenzial bzw. die Entstehung eines Massenmarktes ist demnach davon abhängig, welche Kostensenkungen sich im Bereich der Elektrofahrzeuge noch realisieren lassen.

Die Höhe des Marktpotenzials hängt damit zum einen sowohl von der Kosten- als auch der Technologieentwicklung bei den einzelnen Fahrzeugkomponenten ab, da die Kaufbereitschaft der Nachfrager nicht nur vom Preis der Fahrzeuge, sondern auch von deren Leistungsfähigkeit beeinflusst wird. Zum anderen spielt auch die Technologie- und Kostenentwicklung auf Seiten der Produktionsanlagen eine entscheidende Rolle. Die Fahrzeughersteller sind dementsprechend vom Erfolg der eigenen Forschungsaktivitäten sowie von den FuE-Anstrengungen von Forschungseinrichtungen, Universitäten, Komponentenzulieferern

und den Herstellern des Produktionsequipments abhängig. Es ist in diesem Zusammenhang der zentrale Vorteil der etablierten Hersteller, dass sie aufgrund ihres Know-hows, der Größe und der räumlichen Verteilung ihrer organisatorischen Einheiten sowie ihrer Kapitalbasis über die Kompetenz und Möglichkeit verfügen, Innovationen interner und externer Wissens-träger zeitnah in die Fahrzeugentwicklung und -produktion zu integrieren.

Die Fahrzeughersteller besitzen demnach die Kompetenzen und Ressourcen, alle erforderlichen Aktivitäten hinsichtlich der Elektromobilität zu bündeln. Dennoch stellt sich das Problem, dass sowohl die Hersteller selbst als auch ihre traditionellen Zulieferer nicht über das notwendige Know-how im Bereich der elektrischen Komponenten verfügen. Ferner verlieren Teile des in der Vergangenheit aufgebauten technologischen Wissens für die Entwicklung und Produktion von Elektrofahrzeugen an Bedeutung. Dies betrifft neben dem Know-how über Verbrennungsmotoren beispielsweise auch die Bereiche Kupplung, Getriebe, Abgasanlage und Kraftstoffversorgung. Auch wenn wesentliche Bestandteile dieses Wissens bei den Zulieferern angesiedelt sind, wird die mit der Einführung von Elektrofahrzeugen verbundene Umstellung der Wertschöpfungskette eine abnehmende Fertigungstiefe auf Seiten der etablierten Fahrzeughersteller nach sich ziehen. Sie sind somit gezwungen, auf den abnehmenden Wertschöpfungsanteil zu reagieren, wenn sie ihre zentrale Stellung innerhalb der Wertschöpfungskette und damit auch ihre Vormachtstellung gegenüber alten sowie potenziellen neuen Zulieferern aufrechterhalten wollen. Eine weitere Herausforderung ist, dass nicht nur in der Entwicklung und der Produktion, sondern auch im Bereich der Kundenbetreuung und des Reparaturservices neue bzw. zusätzliche Kompetenzen aufgebaut werden müssen.

Aus Sicht der Fahrzeughersteller ist insbesondere problematisch, dass sich einerseits die Präferenzen der Nachfrager hinsichtlich des Energieverbrauchs bzw. der Emissionswerte ändern, die große Mehrheit der Nachfrager andererseits aber nicht bereit sein wird, bei Elektrofahrzeugen Komforteinbußen in Kauf zu nehmen. Diese hohe Erwartungshaltung könnte bei etwaigen (technologischen) Rückschlägen zu Enttäuschungen, negativer Mund-zu-Mund-Propaganda und damit einem Imageschaden führen. Die Hersteller müssen folglich von Anfang an qualitativ hochwertige Elektrofahrzeuge anbieten, was einen schnellen Aufbau der entsprechenden Kompetenzen erforderlich macht. Es ist in diesem Zusammenhang als kritisch zu bewerten, dass die Möglichkeiten, Forschungsaufträge an Forschungseinrichtungen zu vergeben bzw. mit diesen gemeinsame FuE-Vorhaben durchzuführen, momentan stark begrenzt sind. Ursache hierfür ist, dass die entsprechenden Forschungsbereiche in den vergangenen Jahren eher ein Nischendasein geführt haben. Daher fehlen momentan die erforderlichen Kapazitäten, auch wenn sie jetzt wieder verstärkt ausgebaut werden (s. auch Abschnitt 7.1.6).

Darüber hinaus können die Fahrzeughersteller nicht mehr in gewohntem Maße von den historisch gewachsenen und gefestigten Kooperationsbeziehungen mit ihren jeweiligen Zulieferern profitieren, weil manche der Komponenten bei Elektrofahrzeugen nicht mehr notwendig sind. Umgekehrt sind auch die Zulieferer eng an einzelne Fahrzeughersteller gebunden. Sie investieren deshalb u. U. nur mit Verzögerung in neue Technologien, da diese Investitionen für sie mit einem erheblichen Risiko verbunden sind. Für die Fahrzeughersteller ergibt sich somit die Herausforderung, möglichst früh entsprechende Entscheidungen zu treffen: Entweder müssen sie ihren etablierten Partnern Investitionssicherheit in Form langfristiger Aufträge bieten oder sie müssen Kooperationsbeziehungen mit neuen Lieferanten aufbauen.

Angesichts des derzeitigen Entwicklungsrückstands in der Batterietechnologie erscheinen insbesondere Partnerschaften mit internationalen (vor allem asiatischen) Industrieunternehmen eine vielversprechende Option zu sein (vgl. [Achleitner et al. 2010]). Da einzelne der

benötigten Komponenten bereits in anderen Bereichen verwendet werden (z. B. Speichertechnologien für Notebooks, Mobiltelefone etc.), besteht für die Fahrzeughersteller die Möglichkeit, vorhandene Lösungen von entsprechenden Lieferanten einzukaufen bzw. mit diesen gemeinsame Joint Ventures zu gründen, um so externes Know-how mit den eigenen Kompetenzen im Bereich der Systemintegration zu verbinden. Zusätzlich zu diesen Verbindungen, die im Markt bereits zu beobachten sind, gehen die Fahrzeughersteller in jüngster Vergangenheit auch vermehrt Kooperationen mit anderen, branchenfremden Marktteilnehmern ein. So ist zum einen eine Annäherung an Energieversorgungsunternehmen zu erkennen. Hier werden neue Schnittstellen geschaffen, um den sich wandelnden Marktanforderungen zu begegnen. Beispiele sind die gemeinsamen Flottenversuche bzw. die so genannten Modellregionen Elektromobilität [NOW 2011], in deren Rahmen nicht nur Erkenntnisse über das Nutzerverhalten gewonnen werden sollen, sondern alle beteiligten Unternehmen auch erste Erfahrungen mit potenziellen neuen Geschäftsmodellen sammeln können. Zum anderen sind im Zusammenhang mit Elektromobilität vereinzelt Kooperationen mit Autovermietungen im Sinne von Car-Sharing-Dienstleistungen zu beobachten, die einen vergleichbaren Zweck erfüllen (z. B. Daimler und Europcar bei dem car2go-Projekt, s. [Eckl-Dorna 2011]). Die Fahrzeughersteller können hierbei z. T. davon profitieren, dass sie in den vergangenen Jahren bereits damit begonnen haben, sich bzw. ihre Geschäftsmodelle zu diversifizieren (Finanz- und Beratungsdienstleistungen, etc.).

Als Reaktion auf den sich verstärkenden Kostendruck könnten die verschiedenen Fahrzeughersteller auch Kooperationen untereinander eingehen, um Massenproduktionsvorteile zu realisieren und FuE-Vorhaben gemeinsam durchzuführen. In Bezug auf die Elektromobilität ist jedoch nach wie vor eine klare gegenseitige Abgrenzung der Hersteller festzustellen. Direkte Wettbewerber werden auch weiterhin als Konkurrenz angesehen. Dies ist u. a. darauf zurückzuführen, dass der Großteil der Fahrzeughersteller eine eingeschränkte Risikobereitschaft aufweist, zumal den konventionellen Technologien immer noch eine ausgesprochen hohe Priorität beigemessen wird. Zum einen existieren innerhalb der Unternehmen selbst zu große organisatorische Hürden, um flexibel auf neue Marktanforderungen reagieren zu können. Zum anderen ist auch die Gefahr potenzieller Fehlinvestitionen außerordentlich hoch.

Insgesamt ist festzustellen, dass die Fahrzeughersteller zum aktuellen Zeitpunkt nur über wenig Wissen und Kompetenzen in den neuen Technologien verfügen. Angesichts des Entwicklungsrückstandes seitens der öffentlichen Forschungseinrichtungen und des bestehenden Fachkräftemangels wird auch nur ein langsamer Aufbau des notwendigen technologischen Know-hows möglich sein. Das Management von Kooperationen mit z. T. neuen Partnern ist somit *die* zentrale Herausforderung, die sich den etablierten Herstellern stellt. Neue Kooperationen erhöhen zwar einerseits die Komplexität der Entwicklungs- und Produktionsprozesse, da die Anzahl der Schnittstellen zu externen Partnern zunimmt. Sie schaffen dementsprechend auch weitere Abhängigkeitsverhältnisse. Außerdem besteht die Gefahr, eigenes Wissen und eigene Kompetenzen an Kooperationspartner zu verlieren. Andererseits bieten Kooperationsbeziehungen die Möglichkeit, externes Know-how zu nutzen und sich gleichzeitig auf die eigenen Kernkompetenzen zu konzentrieren. Darüber hinaus lassen sich u. U. Skalen- und Lernkurveneffekte erzielen (vgl. [Wallentowitz & Freialdenhoven 2011]).

Im Vergleich zu den etablierten Herstellern zeichnen sich die neu in den Markt eintretenden Akteure, wie z. B. Tesla Motors, durch ihre flexible und innovative Problemlösungsfähigkeit aus. Alte Denkmuster und Herangehensweisen werden von diesen Herstellern überwunden, so dass die für die Elektromobilität erforderlichen Innovationen schneller realisiert werden. Von den etablierten Fahrzeugherstellern werden die neuen Marktteilnehmer derzeit nicht als ernstzunehmende Konkurrenz angesehen. Vielmehr sind Bestrebungen erkennbar, mit die-

sen Akteuren zu kooperieren und sie gegebenenfalls horizontal zu integrieren. Diese Strategie ist vergleichbar mit dem Verhalten z. B. der etablierten Pharma-/Chemieunternehmen bei dem Paradigmenwechsel, der in der Pharmabranche durch das Aufkommen der Biotechnologie ausgelöst wurde: Kleinere, innovative Spieler wurden und werden zunächst beobachtet und dann u. U. in das eigene Netzwerk integriert (vgl. z. B. [Dominguez Lacasa 2005]).

Planungssicherheit , (FuE-)Kooperationen

Aus Sicht der Fahrzeughersteller existieren verschiedene Punkte, an denen Maßnahmen von Seiten der Politik ansetzen könnten, um die Entwicklung der Elektromobilität voranzutreiben. Eine zentrale Rolle spielt in Anbetracht der erforderlichen Investitionen vor allem die notwendige Planungssicherheit, die in erster Linie durch klare, verlässliche Vorgaben der Politik und ein stabiles politisches Umfeld sichergestellt werden kann. Damit verbunden ist u. a. eine eindeutige Entscheidung der Politik, welche der vorhandenen Alternativen (Batterie- vs. Brennstoffzellenfahrzeuge) langfristig favorisiert wird.

Ebenso wichtig für das weitere Wachstum des Elektromobilitätsmarktes ist der Aufbau der notwendigen Ladeinfrastruktur, der mittels staatlicher Maßnahmen unterstützt werden könnte. Hervorzuheben ist hierbei, dass die Einrichtung der technischen Infrastruktur selbst noch nicht ausreicht. Vielmehr sind auch zahlreiche energierechtliche Regelungen anzupassen. Ähnliches gilt für Normen und Vorschriften, die neue Komponenten wie z. B. den Ladestecker betreffen: Die Festlegung entsprechender Standards schafft sichere Investitionsbedingungen und ermöglicht außerdem die Realisierung branchenweiter Skaleneffekte.

Eine hohe Bedeutung kommt angesichts des nach wie vor bestehenden technologischen Entwicklungsrückstands der Förderung von FuE-Vorhaben bei neuen Technologien (Batterien, Leistungselektronik, Elektromotoren) und den entsprechenden Produktionsverfahren zu. Um auch mittel- bis langfristig einen nachhaltigen Kompetenzaufbau zu ermöglichen, ist außerdem die Aus- und Weiterbildung von qualifiziertem Nachwuchs in den MINT-Bereichen zu gewährleisten. Ein weiteres Problem ist die starke Fragmentierung der industrieseitigen FuE-Projekte, die u. a. auf die mangelnde Kooperationsbereitschaft der etablierten Fahrzeughersteller zurückzuführen ist. Eine verstärkte staatliche Förderung vorwettbewerblicher Kooperationsvorhaben scheint daher notwendig und sinnvoll zu sein (vgl. auch [Achleitner et al. 2010]). Bezogen auf die Gefahr etwaiger Know-how-Verluste durch Plagiate und Nachbauten asiatischer Anbieter ist eine politische Lösung – evtl. auf EU-Ebene – erforderlich.

Handlungsbedarf besteht zudem hinsichtlich der gesetzlich vorgeschriebenen Fahrzyklen, auf deren Basis die Ermittlung der Abgaswerte und in manchen Staaten auch die Besteuerungen der Fahrzeuge erfolgen. Mit Blick auf die Kunden erscheint hier eine zeitnahe Überarbeitung der entsprechenden Vorschriften hilfreich, da die aktuellen Regelungen, wie z. B. das neu eingeführte „Effizienzlabel“ bzw. die resultierenden Verbrauchs- und Emissionsangaben, weitgehend nicht mehr ernst genommen werden. Ferner sind bestehende Normen und Vorschriften, die z. B. die Anforderungen an die Crash-Sicherheit sowie die dazugehörigen Tests betreffen, an die Besonderheiten elektrifizierter Fahrzeuge anzupassen.

Auffällig ist, dass eine direkte Förderung der Nachfrageseite in Form von Kaufzuschüssen oder Steuernachlässen derzeit als nicht zielführend eingestuft wird. Hauptargument ist, dass nachfrageorientierte Fördermaßnahmen aufgrund des fehlenden Angebots an Elektrofahrzeugen aus deutscher Produktion in erster Linie ausländischen Anbietern zugute kämen. Stattdessen werden alternative Förderoptionen wie beispielsweise direkte Investitionskostenzuschüsse für die Hersteller favorisiert. Vor dem Hintergrund, dass die Bundesregierung das Ziel verfolgt, Deutschland zum „Leitanbieter“ statt zum „Leitmarkt“ für Elektromobilität zu

entwickeln, erscheint dies durchaus sinnvoll. Gleichwohl ist an dieser Stelle die Frage zu stellen, welche Prozesse den Kompetenzaufbau im Bereich der Elektromobilität maßgeblich bestimmen und somit auch längerfristig die Entwicklung innovativer Produkte ermöglichen. Sollte der technologische Fortschritt der Elektromobilität nicht nur von grundlagenorientierten Forschungsanstrengungen, sondern auch von anderen Lernprozessen abhängen (z. B. Erfahrungslernen; vgl. auch [Malerba 1992]; [Metcalfe 1994]), wäre die Wirksamkeit einer Förderpolitik, die primär auf „Technology Push“-Maßnahmen setzt, deutlich begrenzt. Ebenfalls kritisch anzumerken ist, dass sich die Fahrzeughersteller ihrer „systemrelevanten“ Bedeutung für den Wirtschaftsstandort Deutschland durchaus bewusst sind, was bei der Gestaltung staatlicher Fördermaßnahmen ein strategisches Verhalten gegenüber der Politik nach sich ziehen dürfte.

7.1.2 Batteriehersteller

Bei der zukünftigen Entwicklung der Elektromobilität kommt den Batterieproduzenten eine Schlüsselrolle zu, da die von ihnen entwickelten und produzierten Speichereinheiten entscheidenden Einfluss auf die Leistungsfähigkeit und die Kosten von Elektrofahrzeugen haben. Bis jetzt vermarkten die meisten Batteriehersteller ihre Produkte nicht selbst; stattdessen sind sie größtenteils Zulieferer für die Fahrzeughersteller bzw. gehen Joint Ventures mit den Automobilkonzernen (z. B. Evonik und Daimler) oder etablierten (Elektronik-)Zulieferunternehmen ein (z. B. Samsung und Bosch).

Herausforderungen, Chancen und Risiken

Mit Blick auf den Produktionsprozess ist an dieser Stelle zwischen der Zell- und der Systemherstellung zu differenzieren. Auch wenn gerade in Japan und Korea große Mischkonzerne ('Keiretsus') dominieren, bei denen beide Wertschöpfungsprozesse neben zahlreichen anderen Aktivitäten integriert ablaufen, existieren auch kleinere Start-Ups, die sich auf einen der Bereiche spezialisieren. Die Kernkompetenzen der Zellhersteller sind das Zelldesign, die Produktion spezieller Materialien (Elektrodenwerkstoffe, Separatoren) sowie insbesondere die Massenproduktion von Zellen, da dies komplexe, schwierig einzustellende Prozesse sind. Das technologische Know-how der Systemhersteller umfasst vor allem die Integration von Zellen mittels elektrischer Verbindungen, Gehäusen, Kühlung und Steuerungselektronik inklusive zugehöriger Software.

Für die einzelnen Akteure liegt in der Elektromobilität die große Chance, ein neues großes Marktsegment erschließen zu können. Ein wesentlicher Teil der 140.000 erwarteten neuen Arbeitsplätze, der durch die Elektromobilität in den Bereichen Batterie, Elektromotor, Leistungselektronik und Verkabelung entstehen soll, wird voraussichtlich auf den Batteriebereich entfallen (vgl. auch [McKinsey & Company 2009]). Gerade die kleineren Unternehmen sehen die Möglichkeit, sich mittel- bis langfristig neben den großen asiatischen Herstellern in einem Volumenmarkt zu etablieren. Die Batteriehersteller sind daher bestrebt, mit den Fahrzeugherstellern zu kooperieren bzw. langfristige Lieferverträge abzuschließen. Auf diese Weise können sie sich das hohe Investitionsrisiko mit der Automobilindustrie teilen. Des Weiteren erhoffen sie sich zum einen, mittels dauerhaft angelegter Kooperationsvorhaben die Technologieführerschaft zu erreichen bzw. zu festigen. Zum anderen lassen sich auf diesem Wege Eintrittsbarrieren gegenüber neuen Marktteilnehmern aufbauen. Unabhängig hiervon sind neben der reinen Produktion und Systemintegration auch weitere Geschäftsmodelle denkbar, die u. a. die Zweitverwertung der Batterien, z. B. im Bereich stationärer Anwendungen, und das anschließende Recycling mit einschließen.

Die zentrale Herausforderung besteht für die Batteriehersteller darin, dass die derzeit verfügbaren technologischen Konzepte die Anforderungen noch nicht erfüllen können, die von der Automobilindustrie hinsichtlich Energiedichte, Lebensdauer bzw. Zyklfestigkeit, Sicherheit, zu erwartenden Betriebsbedingungen (Temperaturbereiche, Ladeleistungen etc.) und vor allem der Kosten gestellt werden. Mitunter sind noch umfangreiche Arbeiten im Bereich der Grundlagenforschung notwendig, da wichtige elektrochemische Prozesse im Detail noch nicht verstanden sind. Aus technologischer Sicht sind demnach in absehbarer Zeit keine radikalen Durchbrüche zu erwarten. Von den verschiedenen Technologieoptionen erscheinen Lithium-Ionen-Akkumulatoren gegenwärtig am vielversprechendsten. Da diese insbesondere bei mobilen Kleinanwendungen im Watt-Bereich (Notebooks, Mobiltelefone etc.) schon erfolgreich eingesetzt werden, wird erwartet, dass sich dieser Typ mittelfristig auch im mobilen Sektor durchsetzt. Wichtige Voraussetzung hierfür ist jedoch, dass die im Labor erzielten Fortschritte auch auf die Massenproduktion übertragen werden können: Während der Entwicklungsstand in der Materialforschung in Deutschland als gut eingestuft wird, mangelt es zur Zeit an der notwendigen Fertigungskompetenz, um Herstellungsprozesse mit stabilen und hohen Durchsätzen gewährleisten zu können. Zusätzlich gilt es, im Bereich der Forschung eine technologische Vielfalt aufrechtzuerhalten, zumal mit Ansätzen wie beispielsweise Lithium-Titanat aussichtsreiche Varianten mit hohem Entwicklungspotenzial existieren (vgl. auch [Hannig et al. 2009]; [Wietschel et al. 2010]). Ein weiterer kritischer Punkt ist, dass der Aufbau der fachlichen Kompetenzen in dieser Branche ebenfalls vom momentanen Fachkräftemangel behindert wird.

Auch für die Batteriehersteller ist die Elektromobilität somit Chance und Risiko zugleich. Sollten die bei den Batterien erforderlichen technologischen Fortschritte und Kostensenkungen nicht realisierbar sein, ist die weitere Entwicklung der Elektromobilität insgesamt bedroht. Für die einzelnen Unternehmen besteht daher ein ausgesprochen hohes Investitionsrisiko, weil schnell große Überkapazitäten auf dem Batteriemarkt entstehen könnten. Angesichts der Tatsache, dass sich die hohen Entwicklungskosten nur bei großen Stückzahlen amortisieren lassen, ist mittelfristig auch eine Konsolidierung dieser Branche zu erwarten. Zwar existieren momentan mehrere kleinere Firmen, die Lithium-Ionen-Zellen für Nischenmärkte innerhalb der Elektromobilität anbieten. Denen gegenüber sind etablierte Zulieferer, die bereits über Know-how in der Autosystemtechnik und der Massenproduktion verfügen, jedoch deutlich im Vorteil (s. auch [Deutsche Bank 2009]). Es steht dementsprechend zu erwarten, dass eine starke Konzentration auf wenige große Zulieferfirmen erfolgen wird, die dann jeweils mehrere Fahrzeughersteller beliefern (vgl. auch [Leschus et al. 2009]).

Aus der Perspektive der Fahrzeughersteller wäre eine Marktkonzentration auf Seiten der Zulieferer trotz der erreichbaren Kostenreduktionen durchaus problematisch, da dies die Abhängigkeit von einigen wenigen Akteuren zur Folge hätte. Auch die Gefahr, Know-how auf indirektem Wege an die Konkurrenz zu verlieren, stiege unmittelbar an. Für die Automobilunternehmen wäre daher die Übernahme eines Batterieherstellers eine Option, sich den Zugriff auf innovationsrelevantes technologisches Wissen dauerhaft zu sichern. Für die Kooperationsbeziehungen zwischen Fahrzeug- und Batterieherstellern ergibt sich hieraus u. U. erhebliches Konfliktpotenzial.

Gezielte FuE-Förderung, Vielfalt, industrielle Umsetzung, Standards

Auch wenn radikale Innovationen im Bereich der Batterietechnologien vorerst nicht zu erwarten sind, erscheint die gezielte staatliche Förderung von FuE-Aktivitäten sinnvoll, um den weiteren Aufbau der notwendigen Kompetenzen zu unterstützen und so den aktuellen Rückstand gegenüber Japan und den USA nachhaltig zu überwinden (s. auch [Wietschel et al.

2010]). Wichtig ist hierbei, dass von Seiten der Politik keine frühzeitige Festlegung auf eine der verfügbaren Technologieoptionen erfolgt. Neben der derzeit favorisierten Lithium-Ionen-Technologie existieren einige vielversprechende Varianten mit hohem Entwicklungspotenzial, weshalb durchaus verschiedene Konzepte parallel weiterentwickelt werden sollten.

Die Kostenreduktionen, die für ein weiteres Wachstum des Elektromobilitätsmarktes erforderlich sind, lassen sich allerdings nicht allein durch Fortschritte in der (Grundlagen-)Forschung erreichen. Vielmehr ist es notwendig, auch in der Massenherstellung stabile Produktionsprozesse zu realisieren. Das hierfür notwendige Know-how kann z. T. erst im Rahmen der industriellen Umsetzung selbst aufgebaut werden (Stichwort: Learning-by-Doing). Ebenfalls von hoher Bedeutung sind die Einführung und die stetige Verbesserung von Standards zur Prüfung von Batteriemodulen und -systemen. Hier gibt es bereits vielfältige Aktivitäten; aufgrund der begrenzten Erfahrungen besteht jedoch immer noch Nachbesserungsbedarf. Vor dem Hintergrund der verschiedenen technologischen Konzepte gewinnen auch Demonstrationsprojekte an Bedeutung. Sie bilden die Basis für das notwendige Feedback, das für die Anpassung der Technologien an Realbedingungen erforderlich ist.

Angesichts der hohen Investitionssummen sind die Batteriehersteller gezwungen, Massenproduktionsvorteile (Fixkostendegression) zu nutzen, um so Kostensenkungen zu erreichen. Die Branche ist somit massiv von einer hohen Nachfrage oder zumindest von der Aussicht auf ein Wachstum des Marktvolumens abhängig. Ohne Planungssicherheit, d. h. ohne eindeutige politische Vorgaben und ohne langfristige Lieferaufträge von den Automobilherstellern, werden die entsprechenden Investitionen seitens der Batteriehersteller folglich ausbleiben. Um den Know-how-Transfer zwischen Fahrzeug- und Batterieherstellern zu unterstützen, sind außerdem klare Regelungen zu gewerblichen Schutz- und Urheberrechten notwendig, da beide Seiten nur zu Kooperationen bereit sind, wenn ihr jeweiliges geistiges Eigentum ausreichend geschützt ist. Als zusätzliches Handlungsfeld für die Politik ist zudem die Standardisierung von Batteriegrößen und -kapazitäten zu nennen, um so Schnittstellenprobleme zu vermeiden und mittelfristig die Realisierung von Skaleneffekten zu ermöglichen.

7.1.3 Nachfrager

Die Nutzer spielen bei der weiteren Marktentwicklung der Elektromobilität eine Schlüsselrolle. Nur wenn die von den Fahrzeugherstellern angebotenen Modelle am Markt nachgefragt werden, kann das Konzept der Elektromobilität langfristig ohne staatliche Förderung erfolgreich sein. Hierbei ist u. a. zu berücksichtigen, dass auf Seiten der potenziellen Nachfrager zwischen den privaten Haushalten und den gewerblichen Flottenbetreibern bzw. Mobilitätsdienstleistern zu differenzieren ist. Letztere werden aufgrund ihrer gesonderten Bedeutung im anschließenden Abschnitt ausführlicher betrachtet (Abschnitt 7.1.4). Der Fokus dieses Abschnitts liegt daher primär auf den privaten Endkunden. Die einzelnen Aussagen gelten z. T. aber auch für die gewerblichen Nutzer.

Trends und Nutzerakzeptanz

Ein wichtiger Trend, der auf Seiten der Nachfrager unabhängig von der Entwicklung der Elektromobilität immer mehr zu beobachten ist, ist eine verstärkte Individualisierung des Mobilitätsverhaltens. Wesentliche Ursachen hierfür sind neben der zunehmenden Verstädterung vor allem die steigende Anzahl an Single-Haushalten sowie die wachsende Rolle mobilitätsabhängiger Freizeitaktivitäten. Ein weiterer Aspekt, dessen Bedeutung immer mehr zunimmt, ist die Intermodalität: Es wird einerseits von Verkehrs- und Stadtplanern darauf hingearbeitet und andererseits von den Bürgern auch erwartet, dass sich verschiedene Verkehrsmittel

(PKW, Bahn, Bus) auf bequeme Art flexibel miteinander kombinieren lassen. Zusätzlich zeichnet sich vor allem bei der jüngeren Generation der Trend ab, dass der eigene PKW in seiner Funktion als Statussymbol zunehmend an Wichtigkeit verliert. Entscheidende Kriterien beim Kauf eines PKW sind daher heutzutage vor allem niedrige Anschaffungskosten, niedrige laufende Kosten (Energie-, Wartungs- und Instandhaltungskosten, Steuern, Versicherung) sowie ein möglichst hoher Wiederverkaufswert. Darüber hinaus legen die Nachfrager Wert auf hohen Komfort, Zuverlässigkeit und Flexibilität (hohe Reichweite, kurze Tank- bzw. Ladedauer) sowie umweltfreundliche Technologien.

Die Elektromobilität bietet den Fahrzeugnutzern den zentralen Vorteil niedriger Unterhaltskosten, der sich besonders bei hohen Fahrleistungen auswirkt. Vorausgesetzt, der zur Ladung der Fahrzeuge verwendete Strom stammt aus erneuerbaren Energien, ermöglicht Elektromobilität außerdem eine vergleichsweise umweltfreundliche Teilnahme am Verkehr sowie eine Entkopplung von steigenden Ölpreisen (vgl. auch [Zimmer et al. 2011]). Die Einbindung von Elektrofahrzeugen in smart grid-Systeme (gesteuertes Laden bzw. Rückspeisung von Strom in das Netz) kann möglicherweise zusätzlich zur Verringerung der Energiekosten beitragen. Da elektrische Antriebe außerdem die lokalen Schadstoffemissionen verringern, können die Besitzer entsprechender Fahrzeuge mitunter von Sonderrechten in Innenstadtbereichen profitieren (geringere Mautgebühren, gesonderte Parkplätze etc.).

Hinsichtlich der gerade genannten Vorteile ist allerdings anzumerken, dass das Wissen der Privathaushalte über die technischen, ökologischen und wirtschaftlichen Aspekte von Elektromobilität häufig eher gering ausgeprägt ist. Wie bei anderen Innovationen ist für die weitere Diffusion der Elektromobilität daher auch nicht das Faktenwissen maßgeblich, sondern vielmehr der subjektiv wahrgenommene Grad der Vorteilhaftigkeit der Innovation (vgl. [Rogers 1983]). Aus der Perspektive der potenziellen Nutzer sind deshalb neben der eigenen Einschätzung der Wirtschaftlichkeit auch Aspekte wie das Vertrauen in die Sicherheit und Zuverlässigkeit oder das gesellschaftliche Image von Elektrofahrzeugen entscheidungsrelevant. Einzelne negative Medienberichte, die den Reifegrad der Technologie betreffen, z. B. über die Fehleranfälligkeit und die Lebensdauern der Batterien oder die Alltagstauglichkeit von Elektrofahrzeugen insgesamt, können daher gerade in der Markteinführungsphase eine Verunsicherung der Verbraucher hervorrufen und so zu einer Kaufzurückhaltung führen.

Eine weitere wichtige Einflussgröße, welche die Nutzerakzeptanz maßgeblich beeinflusst, ist die Kompatibilität, d. h. der Grad, zu dem die Nutzung einer Innovation mit bestehenden Normen, Erfahrungen, Gewohnheiten und Bedürfnissen übereinstimmt. Im Falle der Elektromobilität ist hierbei als zentraler Faktor die zurzeit noch fehlende Ladeinfrastruktur zu nennen, die eine Fahrzeugnutzung in gewohntem Umfang unmöglich macht. Ähnliches gilt für den Service- bzw. Reparaturbereich: Aus Sicht der potenziellen Endkunden sind die Werkstätten momentan noch nicht in der Lage, auch für Fahrzeuge mit elektrischem Antrieb den üblichen Service anzubieten. Bei beiden gerade genannten Punkten ergibt sich darüber hinaus eine „Henne-Ei-Problematik“, da es erst dann zu signifikanten Verbesserungen kommen wird, wenn mehr Elektrofahrzeuge nachgefragt und eingesetzt werden. Des Weiteren ist zu betonen, dass der vielfach diskutierte Einsatz von Elektromobilen zur Erbringung von Netzdienstleistungen voraussetzt, dass Energieunternehmen oder „Aggregatoren“ Zugriff auf die Speichereinheit haben (vgl. Abschnitt 7.1.5). Die hieraus resultierende Unsicherheit hinsichtlich der Fahrzeugverfügbarkeit bzw. des Ladezustands stellt somit ein potenzielles Diffusionshemmnis dar.

Zusätzliche Faktoren, die signifikanten Einfluss auf die Akzeptanz der potenziellen Nachfrager ausüben, sind neben der Komplexität, d. h. dem Lernaufwand für die Nutzung einer In-

novation, die Erprobbarkeit sowie die Beobachtbarkeit: Kann die Verwendung einer Innovation selbst ausprobiert werden oder besteht die Möglichkeit, deren Nutzen selbst zu messen bzw. bei anderen zu beobachten („Nachbarschaftseffekt“, „Mundpropaganda“), so beschleunigt sich erfahrungsgemäß der Diffusionsprozess. Im Falle der Elektromobilität ist für manche Käufergruppen außerdem von Bedeutung, dass die jeweiligen Fahrzeuge als Prestigeobjekte fungieren können, mit denen sich der eigene Lebensstil zum Ausdruck bringen lässt. Von diesen potenziellen Käufern wird daher ein auffälliges Design verlangt, anhand dessen für andere die Elektromobilitätsnutzung sofort zu erkennen ist. Kennzeichnend für diese „Early Adopters“ ist dabei, dass sie nicht nur eine hohe Affinität für neue bzw. umweltfreundliche Technologien haben, sondern auch eine erhöhte Zahlungsbereitschaft besitzen.

Insgesamt lassen sich folglich sowohl fördernde als auch hemmende Faktoren für den zukünftigen Markterfolg der Elektromobilität identifizieren, weshalb die entsprechenden Studien und Marktanalysen z. T. zu widersprüchlichen Ergebnissen kommen (vgl. auch [Fleischer & Weil 2010]). Der direkte Einfluss der einzelnen privaten Haushalte auf die Entwicklung der Elektromobilität ist demnach auch als gering einzuschätzen, zumal er primär in der Wahl der Antriebstechnologie beim nächsten Fahrzeugkauf besteht. Daneben können private Nutzer zwar über ihren Kontakt zum Autohändler sowie über Meinungsumfragen, Internetforen etc. in gewissem Maße auf die Entscheidungsprozesse auf Seiten der Automobilhersteller und der Politik einwirken. Verglichen mit den Verbänden der Automobil- und Zuliefererindustrie sind die Möglichkeiten der Einflussnahme jedoch stark begrenzt.

Mit Blick auf das Nachfragerverhalten ist des Weiteren kritisch zu hinterfragen, inwieweit die Elektromobilität tatsächlich zu den gesellschaftlichen Zielen (Reduktion der Treibhausgasemissionen, Verringerung der Abhängigkeit von Ölimporten, Verringerung des Verkehrslärms in Innenstädten etc.) beitragen kann. Wenn die Nutzung von Elektrofahrzeugen unabhängig vom tatsächlich verwendeten Strommix als umweltfreundlich wahrgenommen wird, erhöht sich evtl. die Nachfrage nach Mobilität bzw. verändert sich das Mobilitätsverhalten möglicherweise dahingehend, dass der Anteil des Individualverkehrs zunimmt. Dieser Rebound-Effekt hätte u. U. sogar eine Zunahme des Energieverbrauchs sowie einen Anstieg der Lärmemissionen zur Folge (vgl. auch [Ajanovic & Haas 2012]). Ebenso sind auch der Ressourcenverbrauch und die Emissionen zu berücksichtigen, die durch die Produktion der Fahrzeuge hervorgerufen werden. Darüber hinaus ist in Bezug auf den Ölverbrauch zu erwarten, dass eine sinkende Nachfrage im Verkehrssektor preismindernd wirkt, was wiederum zu einer Nachfrageerhöhung in anderen Sektoren führen könnte.

Nachfrageorientierte Förderinstrumente, viele Optionen, Gefahren/Risiken

Will die Politik den Diffusionsprozess aktiv unterstützen, so bieten sich verschiedene Ansatzpunkte sowohl für monetäre als auch nicht-monetäre Anreize auf der Nachfrageseite. Neben der häufig genannten Kaufpreisförderung in Form direkter Zuschüsse, vergünstigter Kredite oder einem reduzierten Mehrwertsteuersatz werden vor allem die folgenden Optionen diskutiert:

- Reduktion der KFZ-Steuer für Elektrofahrzeuge,
- erhöhter Abschreibungssatz für Unternehmen,
- Steuerbegünstigung von Elektrofahrzeugen als Dienstwagen,
- Steuervergünstigungen, Zuschüsse beim Ladestrom,
- Förderung einer flächendeckenden Ladeinfrastruktur,

- besondere Rechte für Elektroautos im Straßenverkehr (z. B. Nutzung der Busspur, kostenloses Parken, keine Einfahrverbote in den innerstädtischen Bereich),
- Verschlechterung der Randbedingungen für konventionelle Fahrzeuge (z. B. Erhöhung der KFZ-Steuer, CO₂-Strafen, Einfahrverbote, strenge Abgasvorschriften).

Aus Sicht der Politik besteht eine wichtige Herausforderung bei der Gestaltung von Markteinführungsprogrammen folglich darin, die einzelnen möglichen Förderinstrumente auf effektive Weise miteinander zu kombinieren. Dabei sind gleichzeitig die heterogenen Präferenzen der verschiedenen Kundengruppen zu berücksichtigen (vgl. auch [McKinsey & Company 2010]). So ist zu Beginn der Entwicklung eventuell kein dichtes, flächendeckendes Netz an Ladestationen erforderlich, weil sich „Early Adopter“ darauf einstellen, dass sie ihr Fahrzeug nur zuhause und an anderen ausgewählten Punkten, z. B. in Parkhäusern, aufladen können. Des Weiteren ist für den Fall, dass den Nutzern von Elektrofahrzeugen Privilegien, wie beispielsweise die Nutzung von Busspuren, eingeräumt werden, auch mit negativen Reaktionen von Seiten der Eigentümer verbrauchsarmer konventioneller Fahrzeuge zu rechnen. In diesem Zusammenhang stellt sich ebenfalls die wichtige Frage, inwiefern eine Verhaltens- bzw. Präferenzänderung seitens der Fahrzeugkäufer von „groß, PS-stark und mit großer Reichweite“ hin zu „klein, leicht und flexibel“ nicht generell – und damit unabhängig von der Elektromobilität – gesellschaftlich erstrebenswert ist. Im Hinblick auf die politische Zielsetzung des Umweltschutzes bieten sich dem Staat noch vielfältige Möglichkeiten, nachfrageseitig auf den (Individual-)Verkehr einzuwirken, die nicht allein auf den Bereich der Elektromobilität beschränkt sein müssen (z. B. PKW-Maut, allgemeines Tempolimit, verbrauchs- oder emissionsbezogene KFZ-Steuer usw.).

Sollte sich zeigen, dass Deutschland nicht wie angestrebt allein auf Basis einer verstärkten FuE-Förderung zu einem „Leitanbieter“ für Elektromobilität werden kann, weil wichtige Innovationsprozesse möglicherweise nur auf Basis von Erfahrungslernen bzw. Massenproduktion realisiert werden können, wird die Politik gezwungen sein, einen „Leitmarkt“ zu etablieren. Für die schnelle Entwicklung eines Massenmarktes werden dann angesichts der zentralen Rolle der Nachfrager, deren Verhalten eng mit den Reaktionen anderer wichtiger Akteure verknüpft ist (Investitionen in Ladeinfrastruktur, Know-how-Aufbau in den Werkstätten etc.), umfangreiche nachfrageorientierte Förderprogramme notwendig sein. Insbesondere wäre der Nahverkehr in großen Metropolregionen schnell und radikal auf den Elektroverkehr umzustellen. Vor dem Hintergrund der Kritik, die an staatlichen Nachfrageförderinstrumenten wie der 2009 im Rahmen des Konjunkturpakets II gezahlten Umweltprämie („Abwrackprämie“) geäußert wurde, wären bei zukünftigen Maßnahmen auch potenziell negative Aspekte, wie beispielsweise Mitnahmeeffekte [acatech 2010] oder die Umweltwirkung der Neuwagenproduktion, entsprechend stärker zu berücksichtigen (vgl. auch [Höpfner et al. 2009]).

7.1.4 Mobilitätsdienstleister

Die verschiedenen Mobilitätsdienstleister (Mietwagen-, ÖPNV-, Car-Sharing-Anbieter) profitieren davon, dass sich auf Nachfragerseite verstärkt ein „Benutzen statt Besitzen“-Trend abzeichnet. Dieser Trend wird durch Fortschritte bei den IKT-Technologien (Smartphones etc.), die eine verbesserte Verknüpfung verschiedener Mobilitätsangebote ermöglichen, und die damit verbundene erhöhte Bereitschaft zu intermodaler Mobilität zusätzlich unterstützt. Die unterschiedlichen Mobilitätsdienstleistungen (Car-Sharing, car2go, Call a Bike, Smartphone-Applikationen und Online-Plattformen für Mitfahrgelegenheiten wie Car2Gether.com oder flinc.org), mittels derer sich individuelle Mobilität und etablierte Formen des Schienen-, Flug- und öffentlichen Nahverkehrs gut kombinieren lassen, gestatten es den Kunden, „sich

meist schneller, stressfreier und günstiger zu allen Punkten urbaner Zentren zu bewegen als mit dem Auto“ [Fraunhofer-IAO & PriceWaterhouseCoopers 2010]. Aufgrund der wachsenden Nachfrage nach Mobilitätsdienstleistungen nehmen die entsprechenden Anbieter, die sich an der Schnittstelle zwischen Endkunden und Automobilunternehmen befinden, schon jetzt immer mehr die Rolle des Fahrzeugkäufers ein – unabhängig von der Entwicklung der Elektromobilität (vgl. auch [Spath et al. 2010b]).

Doch auch wenn das klassische Car-Sharing sowie die so genannten volldynamischen Konzepte, wie beispielsweise das car2go-Konzept der Daimler AG, zumeist noch auf Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren basieren, bieten sie wegen der überwiegend kurzen Fahrwege ein sehr hohes Potenzial für Elektromobile. Schätzungen zufolge soll ab 2012 jeder dritte Car-Sharing-Neuwagen in Europa batteriegetrieben sein [Frost & Sullivan 2011]. Ein Umstieg der Car-Sharing-Unternehmen und der Autovermietungen auf Elektrofahrzeuge wäre demnach auch mit einer entsprechenden Signalwirkung verbunden.

Insbesondere Mobilitätsanbieter wie die Deutsche Bahn zeichnen sich hierbei durch sehr gute Ausgangsvoraussetzungen aus: Die DB verfügt bereits über die notwendige Infrastruktur (Stromnetz, Parkplätze, barrierefreie Übergänge etc.) und hat sich darüber hinaus die erforderlichen Kompetenzen aufgebaut, um im Bereich des Car-Sharings integrierte Lösungen anzubieten (Buchungsportal, Routenplanung, Abrechnungssystem, BahnCard-Rabatte für alle Dienstleistungen etc.). Dabei kooperiert die DB z. T. mit entsprechenden Energieversorgungsunternehmen und kann auf diese Weise mit Ökostrom betriebene Elektrofahrzeuge zur Verfügung stellen (z. B. e-Flinkster in Darmstadt; [HSE 2011]). Neben der DB existieren weitere Autovermietungen, die schon Elektrofahrzeuge in ihren Fuhrpark aufgenommen haben oder dies zumindest für die nahe Zukunft planen (vgl. [AVIS 2010]; [Baumann 2010]; [Kaiser et al. 2011]). Auch sie profitieren von ihrem Dienstleistungs- und Flottenmanagements-Know-how und davon, dass sie die jeweiligen Mobilitätsbedürfnisse der verschiedenen Kundengruppen mittlerweile ähnlich gut kennen wie die Fahrzeughersteller selbst. Eine zusätzliche Kooperationsform, bei der vorhandene Infrastrukturen und Kompetenzen zusammengeführt werden, um die bisherigen Geschäftsfelder in Richtung Elektromobilität zu erweitern, sind Kooperationen zwischen Energieversorgungsunternehmen und Parkhausbetreibern (z. B. RWE und APCOA).

Da sich die Wertschöpfung im Mobilitätsbereich immer mehr „downstream“ bewegt, d. h. sich auf Bereiche, die der Produktion nachgelagert sind, verschiebt, wenden sich mittlerweile auch die Fahrzeughersteller vermehrt den Mobilitätsdienstleistern zu. Abgesehen von ihrem Know-how über die Bedürfnisse und Präferenzen der Nachfrager können sie hierbei Synergieeffekte nutzen, die sich mit ihrem Kerngeschäft ergeben: Beispiele sind die Ersatzteillogistik für die Car-Sharing-Flotte, sowie Reparatur- und Finanzierungsdienstleistungen (vgl. auch [Stricker et al. 2011]).

Des Weiteren sind intermodale Verkehrskonzepte und die Elektromobilität Bereiche, die ebenfalls für IKT-Unternehmen interessant sind. Zum einen sind IKT-Dienstleistungen so weiterzuentwickeln, dass integrierte Routenplanungen, spontane An- und Abmeldungen sowie einfache Abrechnungen der einzelnen Dienstleistungen möglich sind. Zum anderen müssen zukünftige Navigationsservices die Fahrzeugbatterie mit berücksichtigen (Ladestatus, Entfernung zur nächsten Ladestation und zum nächsten Stützpunkt, Anmeldung an freier Ladestation etc.).

Der Trend zu multimodalen Mobilitätsformen und die Elektromobilität schaffen folglich neue Geschäftsfelder, die es zu besetzen gilt. Einerseits besteht daher unmittelbarer Handlungsdruck, langfristig hängt der Erfolg dieser neuen Geschäftsfelder jedoch von der Zufriedenheit

der Nachfrager ab. Dementsprechend gilt es, bereits beim Markteintritt verlässliche Lösungen anbieten zu können, zumal sich etwaige Rückschläge, wie beispielsweise im Fall Sixt (s. [Kuntz 2011]), negativ auf die Kundenakzeptanz auswirken. Für die Mobilitätsdienstleister stellt die Elektromobilität demzufolge ein hohes Investitionsrisiko dar, da sie nicht nur von der Leistungsfähigkeit und den Kosten, sondern auch von der Zuverlässigkeit der neuen Fahrzeuge abhängig sind. Entscheidend für den wirtschaftlichen Erfolg der einzelnen Unternehmen ist außerdem, welche der potenziellen Akteure ihre bisherigen Aktivitäten auf den Bereich der Mobilitätsdienstleistungen erweitern bzw. neu in den Markt einsteigen. Hierbei werden nicht nur die jeweils vorhandenen Infrastrukturen und finanziellen Ressourcen, sondern sicherlich auch die jeweiligen (Anschluss-)Kompetenzen eine maßgebliche Rolle spielen.

Bündelung von Kompetenzen, Vernetzung/Kooperationen/Netzwerke

Aus der Perspektive der Politik ist es in diesem Zusammenhang wenig sinnvoll, einzelne Mobilitätsdienstleister direkt zu fördern bzw. die Förderung auf einzelne Typen von Akteuren zu konzentrieren. Angesichts der wechselseitigen Abhängigkeiten zwischen Mobilitätsdienstleistern einerseits sowie Fahrzeugherstellern, Energieversorgungs- und IKT-Unternehmen andererseits, erscheint insbesondere die Förderung der Vernetzung der verschiedenen Akteure untereinander zielführend. Auf diese Weise lassen sich vorhandene Kompetenzen miteinander verbinden und somit Synergieeffekte realisieren. Unabhängig davon sind die Mobilitätsdienstleister unmittelbar von den Kosten und der Leistungsfähigkeit der Elektrofahrzeuge sowie der Ladeinfrastruktur abhängig. Hinsichtlich ihrer Investitionssicherheit sind sie daher – ebenso wie die anderen Akteure – auf eine konsequente Forschungsförderung im Bereich der Elektromobilität sowie verlässliche Rahmenbedingungen angewiesen. Zusätzlich hierzu kann die Einführung von Standards (Ladeinfrastruktur, IKT-Schnittstellen etc.) auch auf Seiten der Mobilitätsdienstleister maßgeblich dazu beitragen, Investitionskosten zu senken.

7.1.5 Energieversorgungsunternehmen und Netzbetreiber

Den Energieversorgungsunternehmen sowie den Betreibern der Übertragungs- und Verteilnetze kommt bei der weiteren Entwicklung des Elektromobilitätsmarktes ebenfalls eine zentrale Rolle zu. Neben der Stromerzeugung und dem Netzbetrieb zählen auch die entsprechenden Abrechnungsdienstleistungen zu ihren Kernaufgaben, weshalb sie sowohl über wesentliche Teile der für die Elektromobilität notwendigen Infrastruktur als auch über wichtige Kompetenzen verfügen. Sie können die Stromversorgung der Fahrzeuge sicherstellen und sehen in der Elektromobilität folglich einen potenziellen neuen Absatzmarkt, der auch Potenzial zur Imageförderung bietet.

Auch für Stadtwerke ergeben sich aus der Elektromobilität neue Optionen. Weil sie in der Regel über eine bestehende Infrastruktur, Kundenbeziehungen, Know-how sowie enge Verbindungen zu Kommunen und dem öffentlichen Nahverkehr verfügen, sehen manche Stadtwerke in der Elektromobilität ein Geschäftsfeld mit Zukunft [VKU 2011]. Sie könnten zum einen als Integrator fungieren und z. B. Ladestationen verschiedener (Strom-)Anbieter zusammenfassen und entsprechend betreiben. Zum anderen ergeben sich Anknüpfungspunkte mit den Flotten des ÖPNV. So wäre es naheliegend, die eigenen Fahrzeugflotten auf elektrische Antriebstechnologien umzurüsten, um so auch eine öffentlichkeitswirksame Vorreiterrolle zu übernehmen.

Aus der Perspektive der Energieversorger und der Netzbetreiber ist hierbei nicht nur die Stromversorgung von Elektromobilen von Interesse, sondern auch die gezielte Bereitstellung von Systemdienstleistungen (Frequenz-/Spannungshaltung, Lastmanagement) und damit zur

Erhöhung der Systemsicherheit und Versorgungsqualität. Daraus ergibt sich auch ein potenzielles Geschäftsfeld für Aggregatoren, die mehrere Fahrzeuge zu Pools zusammenfassen und die sich ergebenden Regelenenergiepotenziale an den entsprechenden Märkten anbieten könnten. Die notwendige Kommunikationsinfrastruktur vorausgesetzt ist hierbei auch auf Verteilnetzebene die Erbringung lokaler Systemdienstleistungen wie Spannungshaltung denkbar, ggf. aber auch langfristig für den Anschluss der Fahrzeuge grundsätzlich erforderlich und über eine Anschlussrichtlinie zu regeln. Angesichts des verstärkten Zubaus dezentraler Stromerzeugungsanlagen sind auf der dezentralen Ebene möglicherweise deutliche Synergieeffekte realisierbar. So ergibt sich auf Seiten der Energieversorgungsunternehmen und der Netzbetreiber z. B. die Möglichkeit, die Auslastung von Kraftwerks- und Netzkapazitäten zu steigern.

Trotz dieser Optionen, die sich durch die Elektromobilität den Energieversorgern und Netzbetreibern bieten und den vorhandenen Kompetenzen, die diese Akteure umgekehrt für deren Markteinführung nutzen können, sind die Akteure auch mit erheblichen Herausforderungen und Risiken konfrontiert. Insbesondere die Gefahr etwaiger Fehlinvestitionen ist sehr hoch, da sowohl die Nutzerakzeptanz als auch die zukünftige Technologie- bzw. Kostenentwicklung schwer einzuschätzen sind. Darüber hinaus besteht erheblicher Koordinierungs- und Standardisierungsbedarf: Erstens sind konkrete Absprachen zwischen den Netzbetreibern und den Fahrzeugherstellern notwendig, um die Fahrzeugumrichter netzkonform gestalten und implementieren zu können. Zweitens existieren auch bei den Schnittstellen zwischen Fahrzeugherstellern, -nutzern und Energieunternehmen noch offene Fragen. Beispielsweise ist hinsichtlich der Ladeleistung die Festlegung eines verbindlichen Maximalwerts notwendig. Ein weiteres Beispiel ist der Ladestecker, bei dem es dringend einer Einigung zwischen den Akteuren Ladeinfrastruktur (Anbieter und Hersteller) und Fahrzeughersteller auf einen (internationalen) Standard bedarf. Drittens hängt die Frage, ob Systemdienstleistungen tatsächlich durch Elektrofahrzeuge erbracht werden können, davon ab, ob der jeweilige Netzbetreiber sie für deren Erbringung präqualifiziert. Im Rahmen der Präqualifikation stellen die Übertragungsnetzbetreiber hohe Anforderungen an die teilnehmenden Einheiten bezüglich der zeitlichen Verfügbarkeit sowie der Kommunikationstechnik, um einen sicheren Netzbetrieb gewährleisten zu können. Im Zusammenhang mit den Systemdienstleistungen wäre dabei auch die rechtliche Frage zu klären, ob die Fahrzeugbatterien den Besitzern der Fahrzeuge, den Netzbetreibern, den Energieversorgungsunternehmen oder zwischengeschalteten Dienstleistern gehören und welcher der Akteure unter welchen Bedingungen die Batterie zu welchem Zweck nutzen darf.

Zudem ergeben sich aus der Elektromobilität auch neue organisatorische Anforderungen an die Unternehmen der Energiebranche selbst: Da das Laden von Elektromobilen an der Steckdose gegenwärtig nicht meldepflichtig ist, ist der resultierende Stromverbrauch erst im Nachhinein feststellbar. Ebenso kann die kommunikationstechnische Vernetzung dezentraler Wandlungseinheiten zu destabilisierenden Effekten führen, sofern die Steuerung nicht auf die Erhaltung der Netzqualität, sondern auf andere Zielgrößen ausgerichtet wird (z. B. Deckungsbeitragsmaximierung auf Seiten der dezentralen Einheiten). Die Energieunternehmen stehen somit vor der Herausforderung, nicht nur auf der Erzeugungsseite die zu erwartende Stromerzeugung der fluktuierenden erneuerbaren Energien (Wind, PV), sondern auch die Lade- und Entladeprofile der Elektrofahrzeugflotte möglichst exakt prognostizieren zu müssen. Darüber hinaus wollen einerseits die Fahrzeugnutzer nicht immer auf die gleichen Ladestationen zurückgreifen, sondern bei deren Nutzung flexibel sein. Folglich sind ähnlich wie im Mobilfunkbereich sowohl national als auch international Roaming-Angebote mit entsprechenden Abrechnungsmodellen erforderlich, was wiederum passende IKT-Lösungen not-

wendig macht. Andererseits wollen auch die Energieunternehmen auf das Lade-Verhalten der Fahrzeugbesitzer einwirken, um z. B. Netzengpässe zu vermeiden. Hierfür sind ebenfalls neue Tarifmodelle und Kommunikationsschnittstellen erforderlich. Bei der Entwicklung entsprechender Lösungen für das Zähl- und Abrechnungswesen können die Unternehmen zum einen auf ihrem bereits vorhandenen Know-how aufbauen. Zum anderen bieten sich auch Kooperationen mit IKT-Unternehmen an. Auch hier verfügen manche EVU bereits über Erfahrungen (z. B. „VIAG Interkom“, bzw. „O2“; [Leschus et al. 2009]).

Neben dem oben erwähnten Investitionsrisiko ist an dieser Stelle auch hervorzuheben, dass das zusätzliche Umsatzpotenzial, das die Elektromobilität den Akteuren der Energiebranche bietet, mittelfristig eher begrenzt sein wird bzw. dass die Aussagen zu den zu erwartenden Umsatzvolumina in den aktuellen Marktanalysen z. T. widersprüchlich sind. Die Strombereitstellung für die Elektrofahrzeuge selbst wird demnach nur zu einem geringen Umsatzwachstum führen. Demgegenüber bieten die Errichtung und der Betrieb von Ladeinfrastrukturen sowie der Speicherbetrieb zwar wahrscheinlich ein weitaus höheres Erlöspotenzial; sie erfordern jedoch auch wesentlich größere Investitionsvolumina (s. auch [A.T. Kearney 2009]; [Frost & Sullivan 2011]; [Helmich & Prinz 2009a]).

Insgesamt ist die Elektromobilität folglich sowohl mit Chancen als auch mit deutlichen Risiken für Energieunternehmen verbunden. Bei den Energieversorgungsunternehmen und den Netzbetreibern ist somit eine gewisse Risikobereitschaft erforderlich, um diese neuen Märkte zu erschließen und müssen auch organisatorische Hürden überwunden werden, um flexibel auf neue Marktanforderungen reagieren zu können. Für Regionalversorger und Stadtwerke stellt nach [A.T. Kearney 2009] aufgrund der hohen Investitionen in die Ladeinfrastrukturen eine Kooperation mit Unternehmen, die Ladestationen oder auch Abrechnungsprogramme liefern und betreuen können, eine sinnvolle Option dar.

Investitionssicherheit, Anpassung wichtiger Normen, Netzausbau

Angesichts der hohen Investitionsrisiken sind die Unternehmen der Energiebranche in besonderem Maße von strategischen Vorgaben der Politik abhängig. Vor allem in Bezug auf das favorisierte Konzept (Batterie vs. Brennstoffzelle), den entsprechenden Infrastrukturausbau und die damit verbundenen regulatorischen Rahmenbedingungen ist aus ihrer Sicht dringend eine eindeutige politische Entscheidung notwendig.

Ein zentraler Punkt kann hierbei der Ausbau der Netzinfrastrukturen sein, insofern er bei einer massiven Integration der Elektromobilität und dezentraler Stromerzeuger notwendig sein wird. Kritisch ist dabei, dass die gegenwärtigen Rahmenbedingungen der Netzregulierung nicht für diesen Umstrukturierungsprozess gestaltet worden sind [Müller-Kirchenbauer 2010]. Zudem stellen die derzeitigen Richtlinien bzw. Normen und Standards wesentliche Einflussfaktoren dar, bei denen ebenfalls Änderungen angemahnt werden: Hinsichtlich der Stabilität der Übertragungs- und Verteilnetze erscheint ein Transfer von Richtlinien zur Sicherstellung eines sicheren Netzbetriebs (z. B. angelehnt an Vorgaben für Windanlagen oder PV) sinnvoll, bei dem die spezifischen technischen Anforderungen der Elektromobilität zu berücksichtigen sind. Des Weiteren ist wie oben erwähnt eine Vereinheitlichung von Normen und Vorschriften für neue Komponenten, wie z. B. den Ladestecker, erforderlich. Dies gilt ebenfalls für die Ladeleistungen (einheitliche bzw. anpassbare Leistungen). Damit Elektrofahrzeuge tatsächlich zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen genutzt werden können, sollte von politischer Seite außerdem auf die Anpassung der derzeitigen Präqualifikationsrichtlinien hingearbeitet werden. Die Richtlinien in ihrer jetzigen Ausgestaltung sind nach wie vor an die

Technik der Großkraftwerke angelehnt und daher für kleinere Einheiten nur schwer realisierbar.

Hinsichtlich der aktuellen Förderpolitik ist an dieser Stelle hervorzuheben, dass die unterschiedlichen regional verteilten Modellversuche kritisch beurteilt werden, da sie eher kleinteilig sind bzw. redundanten Charakter aufweisen (vgl. auch [Achleitner et al. 2011]). Die an der Markteinführung der Elektromobilität beteiligten Akteure sind jedoch darauf angewiesen, Erfahrungswissen zu sammeln, um sowohl ihre Produkte und Dienstleistungen verbessern als auch um längerfristige Investitionsentscheidungen treffen zu können. Hinzu kommt, dass die Möglichkeit, Innovationen bzw. deren Anwendung selbst auszuprobieren oder bei anderen beobachten zu können, entscheidenden Einfluss auf den Diffusionsprozess hat. Dies gilt für die Akteure auf der Angebotsseite ebenso wie für die Endkunden (vgl. Abschnitt 7.1.3). Dementsprechend kann auch die parallele Förderung redundant erscheinender Vorhaben durchaus sinnvoll sein.

7.1.6 Forschungs- und Ausbildungseinrichtungen

Technologische Fortschritte in den Bereichen der Traktionsbatterien, der Fertigungstechnologien sowie der IKT-gestützten Dienstleistungen sind zentrale Voraussetzungen für das Entstehen eines Volumenmarktes für Elektromobilität. Während Deutschland im europäischen Vergleich bei den IKT (Telematik, Flottenmanagement etc.) als gut aufgestellt gilt, wird der Entwicklungsstand bei den Fahrzeugbatterien und der Leistungselektronik insgesamt kritisch beurteilt (vgl. [Spath et al. 2010b]). Hier liegt die Forschungs- und Technologieführerschaft eindeutig bei asiatischen Nationen, vor allem bei Japan, Korea und China. Aus technologischer Perspektive ist die Situation deshalb so einzuschätzen, dass radikale technologische Durchbrüche von Seiten deutscher Akteure bei den zentralen Komponenten (Batterien, Leistungselektronik, Motor) in naher Zukunft kaum zu erwarten sind.

Diese Situation, die in der Vergangenheit mehrfach thematisiert wurde, beginnt sich mittlerweile zu verändern. Sowohl an öffentlichen Forschungseinrichtungen und Universitäten als auch in der Privatwirtschaft wurden die Aktivitäten im Bereich Elektromobilität nachhaltig verstärkt (s. [Achleitner et al. 2011]). Nichtsdestotrotz stellt sich das Problem, dass die Prioritäten in Forschung und Lehre lange auf andere Fachgebiete gelegt wurden. Die resultierenden Engpässe bei entsprechend qualifizierten Personen lassen sich deshalb in absehbarer Zeit nicht beseitigen (vgl. auch [Achleitner et al. 2011]; [Spath et al. 2010a]).

Interdisziplinäre Forschung, Anwendungsorientierung, Leitmarkt vs. Leitanbieter

Forschung und Entwicklung stehen vor der Herausforderung, dass Fortschritte in der Elektrochemie alleine nicht ausreichen. Da zentrale Probleme in den Gebieten der Grenzflächenkinetik und der Festkörperdynamik, d. h. in der physikalischen Festkörperchemie und der Materialforschung, angesiedelt sind, ist nur eine interdisziplinäre Herangehensweise zielführend. Ebenso sind Innovationen in der Fertigungsforschung notwendig, um die z. T. nach wie vor üblichen manuellen Bearbeitungsvorgänge zu automatisieren. Hierdurch ließe sich auch die Produktqualität zusätzlich steigern (s. [acatech 2010]). Darüber hinaus sind neben der Batterie selbst auch das Batteriemangement sowie die Ladeprozesse ebenfalls weiter zu erforschen und zu entwickeln.

Zusätzlich zu den bereits etablierten technologischen Ansätzen sollte ebenfalls im Bereich neuartiger Konzepte, z. B. Lithium-Sauerstoff, Zink-Sauerstoff, (Grundlagen-)Forschung betrieben werden, damit sich zeitnah deren jeweilige Potenziale abschätzen lassen. Des Weiteren sind für alle technologischen Alternativen geeignete Prüfverfahren zu entwickeln, um die

jeweiligen Degradationsmechanismen besser analysieren zu können. Ähnliches gilt für die Elektrofahrzeuge als Gesamtsystem. Die Tatsache, dass Deutschland bis Ende 2010 über kein unabhängiges Testzentrum für Elektromobilität verfügte, stellte „einen strategischen Engpass dar“ [Achleitner et al. 2010]. Hier existieren mittlerweile mit beispielsweise der Helmholtz Initiative für mobile/stationäre Energiespeichersysteme, dem Helmholtz Institut Ulm (HIU) für Elektrochemische Energiespeicherung und der Förderbekanntmachung „Excellent Battery“ des BMBF neue nationale Impulse.

Auch die bislang starke Fragmentierung der deutschen Forschungsaktivitäten wird als problematisch eingestuft. Im internationalen Vergleich existieren hierzulande viele parallele Vorhaben mit ähnlichen Zielsetzungen. Darüber hinaus leidet auch die Elektromobilität unter der „German Disease“, d. h. Ergebnisse aus Forschung und Entwicklung werden, wie z. B. bei der mp3-Technologie, trotz einer leistungsfähigen Industrielandschaft evtl. nicht schnell genug in wettbewerbsfähige Innovationen umgesetzt. Grundlagenforschung und Anwendungsentwicklung sind demnach stärker als bisher miteinander zu verzahnen. Die zunehmenden gemeinsamen Forschungsaktivitäten von öffentlichen FuE-Einrichtungen und Unternehmen sowie die z. T. neu gegründeten Stiftungsprofessuren sind daher als Schritte in die richtige Richtung anzusehen (vgl. auch [Spath et al. 2010a]).

Eine weitere Herausforderung für das Forschungs- und Bildungssystem besteht darin, dass auf Seiten des Service- und Werkstättenpersonals umfangreiche neue Qualifikationen erforderlich sind. So sind beispielsweise die Aus- und Weiterbildungscurricula von Kraftfahrzeugmechanikern um den Bereich „Arbeiten an Mittel- und Hochspannungsanlagen“ zu ergänzen [Achleitner et al. 2011].

Sowohl Politik als auch Industrie sind bereit, längerfristig in FuE-Aktivitäten im Bereich der Elektromobilität zu investieren. Die Anschlussfinanzierung für die im Rahmen des Konjunkturpakets II bis Mitte 2011 veranschlagte Förderung von 500 Millionen Euro wurde von der Bundesregierung mittelfristig abgesichert. Die deutschen Automobilhersteller wollen ihrerseits in den kommenden drei bis vier Jahren zehn bis zwölf Milliarden Euro für die Erforschung alternativer Antriebstechnologien aufwenden [Herz 2010].

Abgesehen davon hat die Regierung jedoch ihr ursprüngliches Ziel, Deutschland zum Leitmarkt für Elektromobilität zu machen, d. h. hierzulande eine schnelle Markteinführung und Diffusion der Elektrofahrzeuge zu erreichen, inzwischen offensichtlich verworfen. Stattdessen lautet die Zielsetzung, die Position eines Leitanbieters einzunehmen: Nicht Deutschland selbst, sondern der Weltmarkt soll mit innovativen Fahrzeugen und Fahrzeugkomponenten bedient werden. Gleichzeitig wird angestrebt, wesentliche Teile der Forschung und der Wertschöpfung in Deutschland zu etablieren. Problematisch an dieser Strategie ist, dass sich Deutschland hiermit abhängig von der Marktentwicklung und den entsprechenden Förderprogrammen anderer Nationen macht. So wächst beispielsweise der chinesische Markt, der als einer der entscheidenden potenziellen Absatzmärkte angesehen wurde, deutlich langsamer als ursprünglich erwartet [Kröger 2011]. Für eine erfolgreiche Förderpolitik wäre daher insbesondere zu klären, welche Kompetenzen entlang der Wertschöpfungskette notwendig sind, um konkurrenzfähige, innovative Produkte entwickeln und anbieten zu können. Eine effektive Förderstrategie wäre dann auf diejenigen Prozesse auszurichten, auf deren Basis sich diese Kompetenzen aufbauen lassen. Dies können neben reinen FuE-Aktivitäten („Learning-by-Searching“) auch Mechanismen des Erfahrungslernens („Learning-by-Doing“) oder der Interaktion mit Dienstleistern und Endkunden („Learning-by-Interacting“) sein. Darüber hinaus wäre bei der Gestaltung der Fördermaßnahmen zu berücksichtigen, welche der in Deutschland ansässigen Akteure bereits über die erforderlichen Ressourcen und An-

schlusskompetenzen verfügen, um die jeweiligen Geschäfts- und Vermarktungsmodelle erfolgreich umsetzen zu können.

Unabhängig davon ist in Bezug auf die aktuelle Situation festzustellen, dass deutsche Automobilhersteller aus Angst vor etwaigen Know-how-Verlusten bei ihren FuE-Aktivitäten kaum miteinander kooperieren. Auch wenn staatliche Anreize, die auf verstärkte horizontale Zusammenarbeit abzielen, wenig erfolgversprechend zu sein scheinen, sollte die vertikale Kooperation von Automobilkonzernen, Zulieferern und Herstellern von Produktionsanlagen weiterhin gezielt gefördert werden. Die Zusammenführung vorhandener Kompetenzen und Ressourcen wird insgesamt als eines der wichtigsten Ziele angesehen, die es im Rahmen staatlicher Fördermaßnahmen zu verfolgen gilt (vgl. auch [acatech 2010]; [Achleitner et al. 2011]). Der gemeinsame Aufbau des Helmholtz Instituts Ulm (HIU) für Elektrochemische Energiespeicherung durch das Karlsruhe Institut für Technologie (KIT), das Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg, das Deutsche Zentrum für Luft- und Raumfahrt sowie die Universität Ulm oder das Kompetenznetzwerk Systemforschung Elektromobilität der Fraunhofer-Gesellschaft sind demnach als wegweisend einzustufen.

Dahingegen werden die verschiedenen regional verteilten Modellversuche in der Diskussion kritisch beurteilt. Sie werden zum Teil als volkswirtschaftlich und förderpolitisch fragwürdig bezeichnet, da sie zum einen eher kleinteilig sind und zum anderen auf die Erprobung bereits etablierter technologischer Konzepte abzielen. Eine geringere Anzahl größerer Modellregionen, u. U. in dicht besiedelten grenzüberschreitenden Regionen, wären nach [Achleitner et al. 2011] demnach besser geeignet, sowohl Infrastrukturen als auch mögliche Anreizkonzepte zur Markteinführung der Elektromobilität in einem realistischeren Maßstab zu erproben.

Ein weiterer kritischer Punkt sind die Aus- und Fortbildungsprogramme für Produktions- und Reparaturmitarbeiter in den Bereichen Traktionsbatterien, Leistungselektronik sowie Steuerungs- und Regelungstechnik. Hier hängt es entscheidend von der übergeordneten Zielsetzung (Leitanbieter vs. Leitmarkt) ab, ob bzw. in welchem Umfang zusätzliche Qualifikationsmaßnahmen zu entwickeln und anzubieten sind.

7.1.7 Kommunen

Kommunen sind durch den Individualverkehr und die damit einhergehenden Emissionen wie Lärm, Stickoxide und Feinstaub besonders belastet, da sie sich negativ auf die Lebensqualität auswirken. Eine Reduktion dieser Emissionen liegt daher im Interesse der Kommunen, auch eine Reduktion des Individualverkehrs kann ein Ziel darstellen. Hintergrund ist hier unter anderem der Flächenbedarf des Individualverkehrs, der durch eine verstärkte Nutzung des öffentlichen Nahverkehrs sowie alternativer Konzepte wie dem Car-Sharing verringert werden kann (s. auch [Koch et al. 2011], [Helmich & Prinz 2009b]).

Die Elektromobilität bietet Kommunen eine Reihe von Möglichkeiten, die bei Weitem nicht auf PKW begrenzt sind. Der Einsatz der Elektromobilität bietet sich für Kommunen insbesondere auch beim öffentlichen Nahverkehr, den Nutzfahrzeugen (Stadtreinigung, Müllabfuhr, etc.) sowie bei Fahrrädern in Form von Pedelecs an. Das Potenzial der Emissionsreduzierung kann dabei zu einer erheblichen Verbesserung der Lebensqualität führen. Dies in Kombination mit einem Image der Fortschrittlichkeit kann damit auch einen Standortvorteil darstellen. Es gibt bereits eine Reihe von Städten, die sich daher dem Thema angenähert haben, indem sie Elektrofahrzeuge in den eigenen Fuhrpark eingeführt oder sich mit dem Auf- bzw. Ausbau städtischer Ladeinfrastrukturen befasst haben. Die Integration der Elekt-

romobilität in die Stadtentwicklung ist dabei bislang am wenigsten weit verbreitet (s. [Helmich & Prinz 2009b]).

Die Kommunen haben dabei diverse Optionen, Anreize für die Nutzung der Elektromobilität zu schaffen. So können die Rahmenbedingungen für Elektrofahrzeuge verbessert werden, indem beispielsweise Bus-/Taxi-Spuren genutzt werden dürfen oder keine City-Maut gezahlt werden muss. Auch die Einrichtung von Ladestationen im öffentlichen Raum oder spezielle Parkplätze für Elektrofahrzeuge stellen eine Möglichkeit zur Förderung dar. Des Weiteren können auch Kommunen steuerliche Anreize setzen sowie durch einen vermehrten Einsatz von Elektrofahrzeugen im öffentlichen Fuhrpark eine direkte Vorbildfunktion übernehmen. Außerdem gibt es auf kommunaler Ebene viele Anknüpfungspunkte für Demo- und Versuchsvorhaben. Dazu zählen die Integration der Elektromobilität in den öffentlichen Nahverkehr (Pedelec-Stationen an ZOBs), Tourismusangebote (Segway-Touren, An-/Abreise per E-Fahrzeug) oder auch Sammeltaxen. Eine ergänzende Option besteht darin, beim Aufbau der Ladeinfrastruktur und den entsprechenden (Lade-)Dienstleistungen mit angrenzenden Kommunen zu kooperieren (s. auch [VKU 2011]).

Der Vorteil der Kommunen liegt hierbei darin, dass sie Synergieeffekte nutzen können. Zum einen ist die Doppelnutzung vorhandener Infrastrukturen denkbar, indem beispielsweise Parkuhren und Straßenlaternen zu Ladestationen ausgebaut werden. Zum anderen ergibt sich bei der Verknüpfung von Elektromobilität mit dem ÖPNV die Möglichkeit, durchgehende Informationen für intermodale Mobilität anzubieten (Routenplaner etc.) oder beim Kauf von Elektrofahrzeugen Kostenzuschüsse für Monatstickets und Fahrstrom zu gewähren (vgl. z. B. [Stadt Aachen 2011], s. auch Kapitel 7.1.5).

Damit die Elektromobilität einen sinnvollen Beitrag zu den Zielen der Kommunen leisten kann, ist jedoch sicherzustellen, dass sie sinnvoll in übergeordnete kommunale umwelt-, verkehrs- sowie ggf. energiepolitische Konzepte eingebunden ist [Koch et al. 2011]. Außerdem stehen die Kommunen – trotz der o. g. Synergieeffekte und Doppelnutzungsmöglichkeiten – vor der Herausforderung, dass die innerörtliche Infrastruktur in großem Umfang angepasst werden muss: Neben der Ladeinfrastruktur sind z. B. Umsteigepunkte für intermodale Mobilität mit einer ausreichenden Anzahl an Parkplätzen sowie Mautzonen oder auch gesonderte Fahrspuren einzurichten. Aus kommunaler Sicht stellen hierbei vor allem rechtliche Unklarheiten ein zentrales Hemmnis dar.

Wichtig ist, diskriminierungsfreie Zugänge zur Ladeinfrastruktur realisieren zu können, d. h. für jeden Kunden, jedes Fahrzeug und jeden Energieversorger. Nach [Helmich & Prinz 2009b] fahren viele Kommunen noch die „Second-Mover“-Strategie und warten ab, welche Erfahrungen gemacht werden und welche verwertbaren Konzepte sich bewähren. Wenn die Infrastruktur zu früh oder in zu hohem Maße ausgebaut und nicht entsprechend genutzt wird, kann sich dies auch negativ auf das Image und die Akzeptanz der Elektromobilität auswirken. Auch hier kann die Politik steuernd wirken, indem sie gezielt auf integrierte Konzepte setzt, mit denen öffentliche Verkehrsmittel und Individualverkehr miteinander verknüpft werden, bei denen wesentliche Standards wie Stecker und Ladeleistung festgelegt sind und bei denen Kommunen untereinander kooperieren und nicht die Realisierung von Insellösungen anstreben.

7.2 Geschäftsmodelle für die Elektromobilität

Aus Sicht vieler Experten ist die Frage nicht ob, sondern wann Elektromobilität eine nennenswerte Rolle im Fahrzeugmarkt spielen wird [Valentine-Urbschat et al 2009]. Die Automobilindustrie muss sich daher auf einen deutlichen Wandel einstellen, der nicht nur in einer Neuordnung des Marktes unter den bisherigen Marktteilnehmern führen kann, sondern auch neue Akteure hervorbringen wird. Um in diesem zukünftigen Markt teilnehmen und bestehen zu können, ist es entscheidend, dass die relevanten Akteure neben einer frühzeitigen technischen Entwicklung innovative Geschäftsmodelle zur Markterschließung aufzeigen. Der Erfolg eines Geschäftsmodells hängt dabei davon ab, ob es gelingt, die Vorteile der Elektromobilität hervorzuheben und gleichzeitig die Nachteile (insbesondere die hohen Kosten) abzumildern.

Mögliche Geschäftsmodelle und aktuelle Beispiele sind bereits in einer Reihe von Veröffentlichungen beschrieben worden.⁴ Die verschiedenen identifizierten Geschäftsmodelle beziehen sich dabei teilweise auf unterschiedliche Geschäftsbereiche. Kooperationen zwischen Akteuren der verschiedenen Wertschöpfungsstufen sind daher nicht selten anzutreffen. Diese werden insbesondere zwischen Fahrzeugherstellern und Energieversorgern beobachtet. An dieser Stelle werden mögliche Geschäftsmodelle auf unterschiedlichen Wertschöpfungsebenen grob beschrieben, ohne dabei auf spezifische Ausgestaltungsmöglichkeiten eingehen zu können. Dabei werden kurz die spezifischen Chancen und Risiken, aber auch die Stärken und Schwächen der Geschäftsmodelle aus Sicht der einzelnen Akteure beleuchtet.

7.2.1 Fahrzeugkauf und Fahrzeugleasing

Bei dem Geschäftsmodell Fahrzeugkauf vom Hersteller oder einem Zwischenhändler handelt es sich um das klassische Modell in der Automobilbranche. Nach Ablauf des Garantiezeitraums trägt der Käufer das Ausfallrisiko der Komponenten. Im Falle der Elektromobilität kann sich dieser Umstand als entscheidendes Hindernis für eine breite Markteinführung erweisen, da einzelne Komponenten noch nicht lange erprobt sind, wodurch das Ausfallrisiko zumindest in den Augen der Käufer erhöht ist. Dies trifft insbesondere auf die Batterie zu, die einen gravierenden Kostenanteil am Elektroauto hat. Dennoch kann dieses Modell so ausgestaltet werden, dass ein Markterfolg wahrscheinlicher wird. Bezüglich des Ausfallrisikos neuer Komponenten können beispielsweise deutlich längere Garantiezeiträume gewährt werden. Was die Mehrkosten der Elektrofahrzeuge gegenüber konventionellen Fahrzeugen betrifft, gibt es ebenfalls diverse Ausgestaltungsmöglichkeiten. Dabei spielt insbesondere die Analyse der anvisierten Zielgruppe eine entscheidende Rolle. Die Erfüllung spezifischer Mobilitätsanforderungen und ein positives Image, können die Bereitschaft der Kunden erhöhen, sich an den Mehrkosten der Elektromobilität zu beteiligen. Hier gibt es verschiedene Käufergruppen, die bereits analysiert wurden (vgl. z. B. [TÜV Süd 2009]). Eine weitere Möglichkeit den Kostennachteil der Elektrofahrzeuge zu kompensieren besteht darin, diese zu subventionieren, was nicht notwendiger Weise von Seiten des Staates erfolgen muss, sondern auch direkt von Seiten der Akteure.

Das Fahrzeugleasing ist ebenfalls ein Geschäftsmodell, das in den letzten Jahren in der Automobilbranche immer mehr an Bedeutung gewonnen hat. Anstatt des Fahrzeugkaufs entrichtet der Kunde eine monatliche Leasingrate, mit der er die Nutzungsrechte für das Fahrzeug erhält. Der Vorteil des Leasings besteht darin, dass die hohen Investitionskosten für

⁴ vgl. z. B. [Kaiser et al 2011, Wallentowitz & Freialdenhoven 2011, IAO & PWC 2010, Marwede & Knoll 2010, Valentine-Urbschat et al. 2009, HWWI 2009, TÜV Süd 2009]

den Kunden entfallen und eine Finanzierung auf monatlicher Basis stattfindet. Dabei besteht die Möglichkeit, die Laufzeit, die maximale Fahrleistung sowie sonstige Leistungen wie die Wartung des Fahrzeuges in jedem Vertrag nach den individuellen Wünschen des Kunden festzulegen. Leasingverträge werden bislang vor allem von Geschäftskunden genutzt, da diese bilanzneutral sind und steuerliche Vorteile gegenüber dem Fahrzeugkauf haben. Bei der Anwendung solcher Verträge auf Elektrofahrzeuge sei zu erwähnen, dass das Ausfallrisiko der Komponenten beim Leasinggeber liegt, was die Kaufbereitschaft der Konsumenten fördern könnte. Des Weiteren ermöglicht dieses Modell dem Leasinggeber weitere Aspekte direkt in den Leasingvertrag mit aufzunehmen, die unter Umständen den Vertrieb von Elektrofahrzeugen behindern. Als Beispiel sei hier die Versicherung des Fahrzeuges oder einzelner Komponenten aufgeführt, die aufgrund der geringen Erfahrungen mit dieser neuen Technologie zunächst nur mit hohen Beiträgen zu erhalten sein können. Auf Grund der höheren Kosten von Elektrofahrzeugen werden auch die Leasingraten höher ausfallen als bei Fahrzeugen mit konventionellen Antrieben. Ebenso wie beim Fahrzeugkauf ist auch hier die spezifische Ausgestaltung des Angebots entscheidend sowie eine Reduzierung der Kosten durch Subventionen möglich.

Die Geschäftsmodelle Fahrzeugkauf und Fahrzeugleasing bieten sich insbesondere für etablierte Fahrzeughersteller an. Diese können hier auf ihren bereits existierenden Geschäftsmodellen aufbauen und ihre Vertriebsinfrastruktur sowie die bestehenden Kundenbindungen nutzen. Es bietet sich dabei die Chance, neue Elemente in die bestehenden Geschäftsmodelle zu integrieren und damit das eigene Geschäftsfeld auszuweiten, wie es in der Vergangenheit bereits bei der Finanzierung von Fahrzeugen u. a. im Rahmen des Fahrzeugleasings geschehen ist.

Für neue Fahrzeughersteller sind die Geschäftsmodelle des Fahrzeugkaufs und Fahrzeugleasings ebenfalls interessant. Da sie jedoch nicht auf etablierte Vertriebsstrukturen zurückgreifen können, müssen sie sich geeignete Partner suchen oder diese Vertriebswege selbst entwickeln. Die Entwicklung eigener Vertriebswege hat dabei einige Vorteile. Beispielsweise kann damit eine direkte Kundenbindung aufgebaut werden. Eine Kombination des Vertriebs mit einer Servicestruktur kann diese noch mehr stärken und zur Verbesserung der Technologie beitragen.

7.2.2 Batterieleasing

Bei diesem Geschäftsmodell handelt es sich um eine Mischform der beiden zuvor beschriebenen Modelle. Der Kunde kauft in diesem Falle das Fahrzeug ohne die Batterie, die er per Leasingvertrag hinzu erwirbt. Das Batterieausfallrisiko trägt damit der Leasinggeber. Auch hier wird die konkrete Ausgestaltung der Leasingverträge maßgeblich den Erfolg dieses Modells bestimmen. Da sich dieses Geschäftsmodell vor allem für Kundengruppen anbietet, die zum Fahrzeugkauf tendieren, das Ausfallrisiko der Batterie aber scheuen, sollte die Ausgestaltung der Batterieleasingverträge an diese Kundengruppe angepasst werden. Als Leasinggeber bieten sich dabei eine Reihe von Akteuren an.

Alle Fahrzeughersteller bieten ihre Fahrzeuge mit Batterien an, die sie entweder von einem Batteriehersteller beziehen oder selbst produzieren. Aus diesem Grund eignet sich für Fahrzeughersteller dieses auf die Elektromobilität zugeschnittene Geschäftsmodell. Ein wesentlicher Vorteil ist dabei, dass das Batterieleasing den beiden etablierten Geschäftsmodellen der Fahrzeughersteller im Kern sehr ähnlich ist, wodurch diese ihre bestehenden Vertriebswege nutzen können. Des Weiteren bietet das Batterieleasing die Möglichkeit, einen potenziellen Imageschaden des Fahrzeugherstellers durch eine schlechte Lebensdauer der Batterie

rien zu minimieren. Das Risiko bei diesem Geschäftsmodell liegt in der möglichen Konkurrenz durch neue Anbieter, da die Hürde für einen Einstieg bei Batterieleasingprodukten unter Umständen niedriger liegt als bei vollständigen Elektrofahrzeugen.

Für die Batteriehersteller kann das Batterieleasing ebenfalls attraktiv sein. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn bei den Fahrzeugen nicht durch ein spezifisches Design der Einsatz von Batterien mehrerer Hersteller verhindert wird. Ein Anreiz für Batteriehersteller zu einer aktiven Rolle auf dem Endverbrauchermarkt ist die Möglichkeit, über die Beziehungen zu den Fahrzeugherstellern hinaus aktiv zu werden und so den Absatzmarkt zu vergrößern. Gleichzeitig können sie dadurch ihre eigene Marke etablieren und damit ihre Wettbewerbsposition auch gegenüber den Fahrzeugherstellern stärken. Ein weiterer Vorteil kann in der Rückkopplung zu den Anwendern liegen. Der direkte Bezug zu dem eigenen Produkt in der Praxis, kann sich positiv auf die technische Entwicklung auswirken. Auf der anderen Seite ist ein eigenes Auftreten der Batteriehersteller auf dem Endverbrauchermarkt auch mit Risiken verbunden. Zum einen können sie von den Fahrzeugherstellern als Konkurrenz wahrgenommen werden, zum anderen können sie meist nicht auf bestehende Vertriebswege zurückgreifen.

Das Batterieleasing ist ein Geschäftsmodell, das auch für Energieversorger interessant sein kann. Der besondere Vorteil liegt dabei in der Möglichkeit, das Batterieleasing mit der Energiebereitstellung direkt zu verbinden und hier zum Teil auf bestehende Vertriebswege zurückgreifen zu können. Zudem könnte sich ein weiterer Vorteil ergeben, wenn sich ausrangierte Batterien der Elektromobilität als geeignet für die Nutzung zur Stabilisierung des Energiesystems erweisen. Die Risiken liegen für die Energieversorger vor allem darin, dass sie kein technologisches Know-how sowie Vertriebs- und Wartungsstrukturen im Automobilbereich aufweisen können.

7.2.3 Mobilitätskonzept

Das Geschäftsmodell Mobilitätskonzept meint Dienstleistungen, die Mobilität anders definieren als den klassischen Besitz eines Autos. Besonders hervorgehoben sei hier das sogenannte Car-Sharing. Das Modell Car-Sharing basiert auf dem Prinzip, Leihfahrzeuge auf eine einfach nutzbare Weise mehreren Nutzern zur Verfügung zu stellen. Dabei werden Fahrzeuge an verschiedenen, häufig festen Stellplätzen dem Nutzer bereitgestellt, die dieser stunden- oder tageweise entleihen kann. Die Nutzungsgebühr dieses Modells enthält dabei die Kosten für das Fahrzeug, den Treibstoff, Wartung und Reparatur, Versicherung, Steuern und Gebühren. Je nach Konzept des Anbieters werden die Kosten dabei lediglich in Form von einer Gebühr je Zeiteinheit entrichtet oder auf eine Grundgebühr je Zeiteinheit sowie eine entfernungsabhängige Pauschale verteilt. Die ersten Protagonisten mit diesem Geschäftsmodell waren unabhängige Unternehmen, die sich in einzelnen Städten oder Regionen gebildet haben. Mittlerweile hat aber auch der öffentliche Nah- und Fernverkehr das Car-Sharing als ideale Ergänzung zu den eigenen Angeboten erkannt, weshalb es hier mittlerweile einige Kooperationen gibt aber auch eigene Angebote wie das der Deutschen Bahn.

Die möglichen Akteure, die dieses Geschäftsmodell im Rahmen der Einführung der Elektromobilität nutzen können, stammen aus vielen verschiedenen Bereichen. Die bestehenden Car-Sharing Anbieter haben dabei neuen Protagonisten gegenüber einen deutlichen Vorteil, da sie auf einen bestehenden Kundenstamm, sowie ein etabliertes System zurückgreifen können. Der Anreiz für diese Anbieter Elektrofahrzeuge in ihren Fuhrpark aufzunehmen kann als sehr hoch bezeichnet werden. Zum einen ist das Image der Elektromobilität mit dem des Car-Sharing Konzeptes vergleichbar, zum anderen erfüllen Elektrofahrzeuge die Mobilitäts-

anforderungen für die Nutzung auf kurzen Strecken, auf die das Car-Sharing insbesondere zielt. Insofern kann die Integration der Elektromobilität als eine konsequente Weiterentwicklung des Car-Sharing-Konzeptes bezeichnet werden, was wiederum zu dessen Stärkung führt, den Kundenstamm festigt und ihn unter Umständen erweitert. Die Gefahren, die bei der Nutzung der Elektromobilität für Car-Sharing-Anbieter zu sehen sind, liegen insbesondere in der Verlässlichkeit des neuen Antriebstrangs sowie in der Bereitstellung der Infrastruktur. Hier sind i. d. R. Investitionen an den bestehenden Stellplätzen notwendig, die eine entsprechende Liquidität der Unternehmen erfordern und durch die Besitzverhältnisse der häufig nur angemieteten Stellplätze erschwert werden können.

Car-Sharing stellt auch für Fahrzeughersteller ein interessantes Geschäftsmodell zur Erweiterung ihres Geschäftsfeldes dar. Insbesondere interessant ist dabei die Möglichkeit die Performance der Fahrzeuge aktiv zu begleiten, wodurch das Car-Sharing zu einer Art Feldtest für die Einführung technischer Neuerungen genutzt werden kann. Gleichzeitig hat das Car-Sharing auf Grund seiner hohen Sichtbarkeit in der Öffentlichkeit das Potenzial, maßgeblich in der Gestaltung des Images eines Herstellers mitzuwirken. Das Risiko, das der neue Antriebstrang dabei mit sich bringt, ist der Fahrzeughersteller mit seinem Einstieg in die Elektromobilität bereits eingegangen, wodurch dieser Aspekt kein Hindernis darstellt. Die Konkurrenz etablierter Car-Sharing Anbieter ist dagegen eine nicht zu vernachlässigende Einstiegschürde, die vor allem durch eine klare Abgrenzung des Angebots überwunden werden kann. Alternativ bietet sich auch eine Kooperation mit den bestehenden Anbietern an.

Für die Energieversorgungsunternehmen kann das Car-Sharing-Modell ebenfalls interessant sein. Ihre Kompetenz liegt dabei im Bereich der Energiebereitstellung und Infrastruktur, die einen nicht zu vernachlässigenden Faktor in der Nutzung der Elektromobilität darstellt. Der besondere Vorteil des Car-Sharings ist für diese Unternehmen darin zu sehen, dass die notwendige Infrastruktur einen überschaubaren Rahmen hat, wodurch sich das Konzept für einen Einstieg in das neue Geschäftsfeld Elektromobilität anbietet. Der besondere Nachteil ist auch für die Energieversorgungsunternehmen in der Konkurrenz der etablierten Car-Sharing Anbieter zu sehen. Die Vorteile einer Kooperation sind in diesem Fall sehr ausgeprägt.

7.2.4 Infrastruktur-/Energiebereitstellung

Bei dem Geschäftsmodell Infrastruktur-/Energiebereitstellung ist das Elektrofahrzeug an sich nicht mehr das Kerngeschäft, sondern die Bereitstellung der Energie. Dabei geht es in erster Linie um die Bereitstellung der Infrastruktur für Elektrofahrzeuge. Dieser Teil der Wertschöpfungsstufe ist mit den meisten Risiken verbunden, bietet aber auch den größten Gestaltungsspielraum. Das besonders hohe Risiko ist darauf zurückzuführen, dass der Aufbau neuer Infrastruktur generell mit sehr hohen Investitionen verbunden ist, wobei nicht absehbar ist, wann sich diese auszahlen. Gleichzeitig sind die genauen Anforderungen an die Infrastruktur bislang nicht abschließend geklärt. Zwar hat sich die Industrie mittlerweile auf einen Standard bei der Ladekabelverbindung zum Fahrzeug geeinigt und es wurde von der internationalen Elektrotechnischen Kommission (IEC) ein weltweiter Ladestecker-Standard mit drei Systemen definiert. Aber viele weitere wichtige Faktoren sind bislang ungeklärt. Hierzu zählen unter anderem die erforderliche Spannungsebene aber auch die Anforderungen, die der Verbraucher an die Elektromobilität stellt. Es ist bislang unklar, ob ein mit der Tankstelle vergleichbares Konzept umsetzbar sein wird und die größte Akzeptanz hervorrufen wird, oder ob eher dezentrale Ladestationen beispielsweise auf Parkplätzen den Erfordernissen der Elektromobilität am nächsten kommen. Besonders schwierig ist es, das richtige Gleichgewicht zwischen einer ausreichend attraktiven Infrastruktur zur Einführung der Elektromobilität und zum anderen der damit verbunden Kosten zu finden.

Der international bekannteste Akteur auf dieser Wertschöpfungsebene ist das Unternehmen Better Place. Das Konzept dieses Unternehmens verfolgt zum einen die zentrale „Tankstellenlösung“, ergänzt diese aber durch dezentrale Ladestationen auf Parkplätzen. Das Besondere dabei ist, dass das Unternehmen nicht nur die Infrastruktur und Energie bereitstellt, sondern diese mit Batterieleasing verbindet. Die Fahrzeuge halten an einer zentralen Ladestation, an der innerhalb weniger Minuten die Batterie durch eine voll aufgeladene Batterie automatisiert ersetzt wird. Der Kunde zahlt dabei neben der Energie auch eine Abgabe für die Batterienutzung. Das Konzept von Better Place zeigt, wie vielseitig die Gestaltungsmöglichkeiten in diesem Bereich sind. Insgesamt ist dieses Modell mit hohen Risiken verbunden. Die hohen Investitionen hat es mit allen anderen Modellen, die sich mit dem Ausbau der Infrastruktur beschäftigen, gemein. Das Besondere ist, dass durch die spezifischen Anforderungen an die Fahrzeuge beim Austausch der Batterien, eine Kooperation mit Fahrzeugherstellern unbedingt erforderlich ist. Die Anforderungen an das Batteriedesign und deren Integration in das Fahrzeug stellt eine Begrenzung der Gestaltungsfreiheit der Fahrzeughersteller dar, was ihre Fähigkeit der Abgrenzung zu anderen Produkten einschränkt.

Die Akteure, die für diesen Bereich der Wertschöpfungskette auf Grund ihrer Kompetenzen am ehesten geeignet erscheinen, sind die Energieversorgungsunternehmen. Der Hauptbeweggrund dieser Unternehmen, sich im Bereich der Elektromobilität zu engagieren, ist zunächst vorrangig in einem neuen Absatzmarkt sowie der stärkeren Kundenbindung zu sehen. Sollte sich aber zeigen, dass Ladestationen neben dem reinen Ladevorgang spezifische Netzdienstleistungen bereitstellen können und evtl. sogar selbst Energie erzeugen oder zwischenspeichern, um Arbitragemöglichkeiten zu nutzen, kann ein besonderes Interesse an dem Aufbau der Infrastruktur insbesondere bei den regionalen Energieanbietern erwartet werden, die u. a. über die Verteilnetze verfügen. Die Anforderungen, die solche Dienstleistungen an den Infrastrukturanbieter stellen (Anlagenpark verantworten, steuern und bilanzieren) sprechen wieder dafür, dass diese Rolle durch Energieversorger eingenommen wird. Als notwendige Voraussetzung für eine solche Entwicklung werden kommunikationstechnische Lösungskonzepte gesehen, die sich derzeit noch in einer Konzeptionierungs- bzw. in Erprobungsphase befinden. Mögliche zusätzliche Einnahmemöglichkeiten aus diesen Dienstleistungen können völlig neue Geschäftsmodelle hervorrufen, die bei einer Beteiligung der Fahrzeugbesitzer an den Einnahmen in einer Incentivierung der Marktpenetration mit Elektrofahrzeugen resultieren könnten. Die hohen Investitionen des Infrastrukturausbaus sind auch für die Energieversorgungsunternehmen ein Risiko, bei dessen Minimierung insbesondere Fragen der Standardisierung sowie der Lokalisierung eine wichtige Rolle spielen. Hierzu wird eine enge Zusammenarbeit mit den Kommunen erforderlich sein, nicht zuletzt, wenn Genehmigungen für die Nutzung öffentlicher Parkplätze für Ladestationen notwendig sind. In diesem Rahmen bieten sich auch besondere Regeln zur ausschließlichen Nutzung dieser speziell ausgestatteten Parkmöglichkeiten durch Elektrofahrzeuge an, um eine optimale Nutzung der Ladestationen zu erreichen und damit das Investitionsrisiko zu verringern.

Für Fahrzeughersteller bietet sich das Engagement im Bereich der Infrastruktur- und Energiebereitstellung nur bedingt an. Sicherlich liegt es im besonderen Interesse der Fahrzeughersteller, möglichst schnell eine gute Infrastruktur aufzubauen, da diese über den Erfolg bei der Einführung der Elektromobilität maßgeblich mitbestimmen wird. Auch ist das Angebot von Grünstromprodukten eine attraktive Möglichkeit, das umweltfreundliche Image zu formen. Insgesamt handelt es sich jedoch um einen Bereich mit vielen Akteuren, der mit ihrem bisherigen Kerngeschäft nichts zu tun hat. Bislang konnten bei den Fahrzeugherstellern eher Betätigungsfelder beobachtet werden, die als ergänzendes Angebot zum Fahrzeugkauf vermarktet werden. Ein Beispiel ist das Angebot, den privaten Parkplatz mit einer Ladestation

auszurüsten, ein anderes die Überlegungen, in Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien zu investieren, um den Kunden ein Grünstromprodukt anbieten zu können. Hier wurden insbesondere Offshore-Windfarmen in Betracht gezogen, was vermutlich auf ihre große öffentliche Wahrnehmung zurückzuführen ist. Auf Grund der bislang hohen Kosten der erneuerbaren Energien wird jedoch vorerst nicht damit gerechnet, dass hier direkte Energieprodukte für die Elektromobilität entwickelt werden. Die Vergütung durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz in Deutschland beispielsweise schließt die Doppeltvermarktung explizit aus, wodurch dieser Strom von den Fahrzeugherstellern nicht für den direkten Vertrieb genutzt werden kann.

Weitere Akteure, für die ein Einstieg in die Infrastruktur- und Energiebereitstellung im Bereich der Elektromobilität von Interesse sein kann, sind Protagonisten, die sich im Besitz von öffentlich nutzbaren Stellplätzen befinden. Hier seien insbesondere der Einzelhandel, Parkplatzbetreiber aber auch Bahnhöfe und Flughäfen zu nennen, die ihre Angebote um die Lademöglichkeiten der geparkten Fahrzeuge erweitern können. Dies kann sich neben einem Imagegewinn vorteilhaft auf die Kundenbindung auswirken. Das Risiko liegt dagegen bei den notwendigen Investitionskosten.

Car-Sharing Anbieter könnten ebenfalls ein Interesse daran haben, ihre festen Stellplätze mit Ladestationen auszustatten, wenn sie ihre Flotte zum Teil oder auch vollständig auf Elektrofahrzeuge umstellen. Das Risiko liegt dabei insbesondere darin, dass die Car-Sharing-Betreiber ihre Stellplätze in der Regel nur angemietet haben. Speziell ausgestaltete Langzeitverträge wären demzufolge eine absolute Notwendigkeit, um die damit verbundenen Risiken zu minimieren.

7.3 Politische, techno-ökonomische und gesellschaftliche Voraussetzungen und Handlungsoptionen

Das Interesse der Politik an der Elektromobilität bezieht sich insbesondere auf die Aspekte Klimaschutz, Ressourceneffizienz und Industrieentwicklung. Die Elektromobilität ist einerseits der Schlüssel, um die im Energiekonzept der Bundesregierung verankerten Ziele zur Energieverbrauchsminderung im Verkehr zu erreichen. Zum anderen ist aufgrund des begrenzten nachhaltigen Biokraftstoffpotenzials die Elektromobilität auch zwingend erforderlich, um im Verkehr den Anteil der erneuerbaren Energien soweit zu erhöhen, damit ein zur Erfüllung des übergeordneten CO₂-Emissionsziels erforderlicher Beitrag des Verkehrs möglich wird. Die Entwicklung einer wasserstoffbasierten Mobilität mit Brennstoffzellenfahrzeugen ist aufgrund der hohen Kosten und Umwandlungsverluste der Wasserstoffherzeugung eher als eine komplementäre Option für bestimmte Kundengruppen zur weiteren Erhöhung des Einsatzes erneuerbarer Energie im Verkehr zu sehen. Als eine tatsächlich konkurrierende Alternative zu einem massiven Durchbruch der Elektromobilität wird sie derzeit in der Politik nicht gesehen. Insofern ist die Notwendigkeit der Förderung der Technologieentwicklung, der Marktentwicklung sowie der Infrastrukturen durch die politischen Langfristziele bereits als politischer Konsens gesetzt. Unklar erscheinen die Strategien, wie auf effizienteste Weise und mit den geringsten Risiken im Einzelnen sowie im Ganzen die Entwicklungen über politische Rahmensetzungen voran gebracht werden können. Ein klarer Schwerpunkt der jetzigen politischen Maßnahmen liegt auf der Forschungsförderung, mit der Zielsetzung einerseits bei den zukünftigen Batteriekonzepten mit der weltweiten Konkurrenz schritthalten zu können und zum anderen möglichst vollständige Wertschöpfungsketten im Bereich Elektromobilität mit dem Schwerpunkt auf die Fahrzeugkonzepte realisieren zu können. Es wurden aber in den letzten Jahren bereits zahlreiche weitere politische Schritte unternommen, die Elektro-

mobilität als ernsthaftes Thema sowohl in der Gesellschaft als auch bei den relevanten Akteuren zu verankern und die Vision der Transformation des Antriebssystems und damit des Individualverkehrs reale Gestalt annehmen zu lassen. Dazu gehören der Nationale Entwicklungsplan Elektromobilität der Bundesregierung aus dem Jahr 2009, die im Februar 2010 gegründete Gemeinsame Geschäftsstelle Elektromobilität (GGEMO) der Bundesregierung, die im Mai 2010 gegründete Nationale Plattform Elektromobilität (NPE), in der wesentliche systemanalytische Fragestellungen untersucht werden, sowie das Regierungsprogramm Elektromobilität vom Mai 2011.

Im begrenzten Rahmen dieses Projekts können die offenen Fragen bei der Gestaltung der politischen Instrumente nicht beantwortet werden. Es werden im Folgenden vielmehr abschließend Aspekte aus den Arbeiten des Verbunds hervorgehoben, die als Voraussetzungen für den Erfolg der Elektromobilität gesehen werden und auf Handlungsoptionen verweisen, die als im Gesamtkontext des Energiesystems sinnvoll erachtet werden.

Batterien und Fahrzeugkonzepte, Nachfrager und Anbieter

Eine wichtige Zielrichtung für politische Maßnahmen muss die Förderung von FuE-Vorhaben im Bereich der Technologien für die Elektromobilität bleiben. Die Strategie, möglichst zeitnah Konzepte und Wertschöpfungsketten realisiert sehen zu wollen, zielt auf die Innovationsfähigkeit der Industrie, verlangt aber einerseits eine verlässliche Förderung über einen längeren Zeitraum und andererseits unterstützende Maßnahmen, um heimische Absatzmärkte erschließen zu können.

Aus Nachfragersicht sind die Anschaffungskosten momentan der wichtigste hemmende Faktor für eine Kaufentscheidung. Kostenzuschüsse beim Kauf eines Elektrofahrzeugs wären auf Nachfragerseite „sehr willkommen“, nach [Kley et al. 2010] sind sie im Vergleich zu anderen Maßnahmen wie Steuervergünstigungen aber weniger effizient. Hier sollte umfassend über eine Strategie zur Marktentwicklung nachgedacht und angesichts der ersten Serienfahrzeuge auf dem Markt entsprechend zügig politisch gehandelt werden. Neben der Zielsetzung, die Position eines Leitانبieters einzunehmen, erscheint es also auch erforderlich, mit politischen Maßnahmen mehr denn je (wieder) das Ziel zu verfolgen, Deutschland auch zu einem Leitmarkt für Elektromobilität zu machen.

Ladekonzepte und Ladeinfrastruktur

Auf Grund der geringen Reichweiten von rein batteriegetriebenen E-Fzg. ist zu erwarten, dass sich diese Fahrzeuge zunächst im Berufsverkehr oder bei Mobilitätsdienstleistungen, wie Car-Sharing, durchsetzen. Diese lassen sich durch Ladestationen in zwei Bereichen erschließen. Für private Besitzer von E-Fzg. wird zunächst die Ladestation in der heimischen Garage die „Haupttankstelle“ sein. Mobilitätsdienstleister müssen an den Übergabestationen ausreichend Ladepunkte vorhalten, um kurze Standzeiten zu garantieren. Da sich diese Ladepunkte zunächst bevorzugt an Bahnhöfen und Flughäfen befinden, wäre eine Erweiterung der Ladepunkte auf den individuellen elektrisch betriebenen Zubringerverkehr sinnvoll, um den Wandel weg vom eigenen Statussymbol Auto zur Mobilität zu unterstützen. Hier sind weitere einheitliche Standards beispielsweise für den Ladestecker und die Abrechnung unumgänglich.

Energiewirtschaft, Wechselwirkungen Elektromobilität und Stromversorgung

Die Entwicklung der Elektromobilität muss im Kontext des Ausbaus der erneuerbaren Energien gesehen werden. Nur beim Einsatz erneuerbaren Stroms liefern die Elektrofahrzeuge den erforderlichen Beitrag zur Effizienzsteigerung sowie zur CO₂-Emissionsminderung im

Verkehr, der notwendig ist, um die übergeordneten Ziele der Transformation des Energiesystems zu erreichen. Für einen volkswirtschaftlich kostenoptimierten Ausbau und Einsatz regelbarer Stromerzeuger und stationärer Energiespeicher hat die Erschließung des Lastausgleichspotenzials der mobilen Speicherkapazitäten über eine Ladesteuerung ein großes Potenzial. Damit dieses Potenzial über geeignete Akteure realisiert werden kann, müssen Grundlagen wie variable Stromtarife und IKT-Konzepte geschaffen werden. Nur durch überzeugende und einfach zu handhabende Konzepte wird eine Ladesteuerung bei den E-Fzg.-Nutzern die für eine energiewirtschaftlich relevante Rolle ausreichende Akzeptanz bekommen. Aus den Analysen der Stromversorgung wird aber auch klar, dass die Bedeutung der Ladesteuerung für das Gesamtsystem nicht überschätzt werden darf. Bei einem hohen Anteil fluktuierender Erzeuger zeigt sich ein noch größeres Potenzial zum Lastausgleich bei einem europaweit forcierten Netzausbau und bei der Realisierung flexibilisierter, stromgeführter KWK-Anlagen mit Wärmespeichern. Wirksame politische Maßnahmen zur Förderung dieser zwei Infrastrukturentwicklungen sind deshalb ebenso gefordert.

Hausenergiesystem und Verteilnetze

Es ist damit zu rechnen, dass sich Besitzer von Elektrofahrzeugen auf zwei grundsätzliche Gruppen aufteilen werden: Stadtbewohner, die im eigenen oder am öffentlichen Stellplatz über das Verteilnetz laden und Vorstadtbewohner, die häufig sowohl eigene Erzeugungsanlagen als auch ein Elektrofahrzeug betreiben. Im letzteren Fall ist aufgrund der wirtschaftlichen Lage dezentraler Erzeugungsanlagen (Erreichen der grid parity) damit zu rechnen, dass dies zu einer stärkeren lokalen Nutzung von selbsterzeugtem Strom führt. In diesem Fall wirkt dies grundsätzlich netzentlastend. Für die weitgehende Realisierung dieser Synergieeffekte zwischen dezentraler Stromerzeugung und Elektromobilität ist langfristig die Einführung einer Ladesteuerung und damit die Einführung variabler Stromtarife eine entscheidende Voraussetzung. Dies setzt eine grundsätzliche Strategie und die entsprechenden politischen Maßnahmen voraus, wie ein intelligentes Verteilnetz mit den erforderlichen, aber auch gesellschaftlich akzeptierbaren neuen Funktionalitäten entlang einer durch den weiteren Ausbau der Erneuerbaren aber auch der E-Fzg.-Flotte bestimmten Zeitskala entwickelt werden kann.

Im Kontext der Integration erneuerbarer Energien und der Elektromobilität nimmt das Verteilungsnetz aufgrund der rasanten Zunahme der volatil einspeisenden Energieträger eine Schlüsselrolle ein. Mit der Veröffentlichung des Netzentwicklungsplans im Mai 2012 wurden wesentliche Annahmen und daraus abgeleitete technische Implikationen zur Diskussion gestellt. Folglich werden bereits erste Aussagen für die Übertragungsnetzebene getroffen, wohingegen entsprechend differenzierte Betrachtungen für die Verteilungsnetzebene noch fehlen. Mit Blick auf eine Zunahme unterschiedlicher dezentraler und primär über Wechselrichter gekoppelter Wandlungseinheiten, sind allerdings Mindeststandards erforderlich, die einen harmonischen und systemkonformen Betrieb sowohl für die Verteilungs- als auch für die Übertragungsnetze ermöglichen. Die Identifikation und Erweiterung gegenwärtiger Netzanschlussregeln sollte insbesondere lokale Effekte wie Spannungshaltung auf der Verteilungsebene ebenso aber systemstabilisierende Maßnahmen wie Frequenzhaltung beinhalten. Demzufolge sind Spannungsebenen übergreifende Standards notwendig.

8 Schlussfolgerungen und Ausblick

8.1 Fahrzeugkonzepte, Nutzerprofile und Flottenentwicklung (DLR FK)

Die Analyse der fahrzeug- und nutzerseitigen Entwicklung liefert im Hinblick auf die Rolle der Elektromobilität im Individualverkehr sowie ihre Implikationen für das Stromnetz zusammengefasst die folgenden Ergebnisse:

- Die Analyse der heutigen Fahrzeugtechnologien und -konzepte hat gezeigt, dass sich die automobilen Industrielandschaft im Umbruch befindet. Die einsetzende Elektrifizierung des Antriebsstrangs beinhaltet für die Akteure dabei sowohl Chancen als auch Risiken. Aus heutiger Sicht existieren hierbei hinsichtlich der Art und der Konfiguration des Antriebsstrangs aber auch hinsichtlich der Entwicklungspotenziale der zum Einsatz kommenden Technologien und Komponenten große Unsicherheiten. Denkbar sind zunächst die unterschiedlichsten Elektrifizierungsgrade von Mild-Hybriden bis hin zu vollelektrischen Batteriefahrzeugen. In der langfristigen Perspektive werden in diesem Zusammenhang die technologische Entwicklung der Fahrzeugtechniken und die damit verbundenen Kostenimplikationen eine entscheidende Rolle spielen. Für die in dieser Studie gemeinsam mit dem Industriebeirat festgelegten Rahmenannahmen der betrachteten Fahrzeugkonzepte konnte unter Berücksichtigung realer Fahrzyklen und einer Abschätzung des Stromverbrauchs von Nebenaggregaten der Stromverbrauch in zeitlicher Auflösung mittels Simulationen bestimmt werden. Der ermittelte Verbrauch liegt je nach Fahrzeuggröße bei etwa 15 bis 25 kWh pro 100 km, dabei wurden Batteriespeicherkapazitäten von 22 bis 62 kWh bei den vollelektrischen Batteriefahrzeugen (BEV) und von 16 bis 24 kWh bei den Hybridfahrzeugen angenommen. Daraus resultieren rein elektrische Reichweiten von etwa 125 bis 210 km für die BEV und von 55 bis 60 km für die Plug-in-Hybride.
- Die Detailbetrachtung der deutschen Nutzerprofile hat gezeigt, dass das heutige Mobilitätsverhalten deutscher Fahrzeugnutzer sehr heterogen ist und sich folglich keine allgemeingültigen Fahrprofile unterschiedlicher Nutzergruppen ableiten lassen. Die individuelle Analyse aller in der Datenbasis [MiD 2008] hinterlegten Nutzungsprofile hat gezeigt, dass aus Sicht der Fahrzeugnutzung elektrifizierter Fahrzeugkonzepte in Abhängigkeit der Tageszeit ein stark variierendes Potenzial zur netzseitigen, aktiven Ladungssteuerung besteht. So liegt beispielsweise bei kleinen Batteriefahrzeugen mit 22 kWh Batteriekapazität das ermittelte, für die Ladesteuerung nutzbare durchschnittliche Batteriespeicherpotenzial in den Morgenstunden (etwa 8 bis 9 Uhr) zeitweise nur bei ca. 3 kWh, während es in den Mittagsstunden und Abendstunden (etwa 20 bis 22 Uhr) bei über 8 kWh und in den Nachtstunden bei über 13 kWh liegen kann. Es zeigt sich in diesen Analysen auch der hohe Gleichzeitigkeitsfaktor der an das Stromnetz angeschlossenen Fahrzeuge, der auf der Verteilnetzebene hinsichtlich der Notwendigkeit einer Ladesteuerung aus Netzsicht kritisch zu untersuchen ist.
- Die Simulation des deutschen Neufahrzeugmarktes mit Hilfe des Modells *VECTOR21* hat ergeben, dass – wie bereits bei den Fahrzeugkonzepten selbst – eine große Unsicherheit besteht, mit welchen Anteilen und welcher zeitlichen Entwicklung sich die Elektromobilität im Markt durchsetzen kann. Eine hohe Marktdurchdringung elektrifizierter Fahrzeugkonzepte ist letztlich sowohl von den externen Randbedingungen wie beispielsweise dem Ölpreis oder der gesetzlichen CO₂-Regulierung als auch von der Tech-

nologie- bzw. Kostenentwicklung der Komponenten selbst abhängig. Im Hinblick auf die Auswirkung einer hohen Marktdurchdringung von elektrifizierten Fahrzeugkonzepten ist daher deutlich zwischen kurz- und langfristigen Einflussfaktoren zu unterscheiden. Der Einfluss von Faktoren wie der Nutzerakzeptanz oder ein geändertes zukünftiges Mobilitätsverhalten der Nutzergruppen konnten im Rahmen dieses Projekts nicht genauer untersucht werden. Für die Darstellung eines Flottenentwicklungsszenarios mit einem dominierenden Anteil der Fahrzeuge mit elektrischem Antrieb sind niedrige CO₂-Emissionsgrenzwerte und eine dynamische Entwicklung der Fahrzeugbatterien hinsichtlich Energiedichte, Zyklenfestigkeit und spezifische Kosten erforderlich. Im Szenario mit einer erfolgreichen Marktentwicklung der Fahrzeuge mit batterieelektrischem Antrieb wird bis zum Jahr 2050 ein Anteil an der PKW-Fahrzeugflotte von 28 % durch die BEV und von 34 % durch die Plug-in-Hybridfahrzeuge erreicht. In der Summe ergibt sich für das Jahr 2050 eine Flotte von 27 Millionen Fahrzeugen mit elektrischem Antrieb. Der gesamte Stromverbrauch der Elektromobilität liegt dann bei 53,5 TWh/a. Bedingt durch die Elektromobilität und die Effizienzsteigerungen insgesamt sinkt der Endenergieverbrauch der PKW-Flotte im Szenario im Vergleich zu 2010 um 66 %, die CO₂-Emissionen sogar um 80 %.

8.2 Optimierung des gesamten Energiesystems (DLR TT)

Die Untersuchung der Rolle der Elektromobilität in Deutschland in einem volkswirtschaftlich kostenoptimierenden Energiesystemmodell liefert unter Berücksichtigung der europäischen Stromversorgung und des europäischen Stromverbundes die folgenden Ergebnisse und Schlussfolgerungen:

- Die Abbildung der Elektromobilität als zusätzlicher Verbraucher und kurzfristige Stromausgleichsoption durch Lastverschiebung sowie die Möglichkeit einer bidirektionalen Ladesteuerung wurde in einem kostenoptimierenden Modell für Deutschland realisiert und auf einen europäischen Stromverbund und Bilanzraum übertragen. Die Ergebnisse der Sensitivitätsanalysen liefern robuste und plausible Aussagen zum Einfluss der Elektromobilität und anderer Stromausgleichsoptionen auf die Stromversorgung. Für die kostenoptimierenden Berechnungen des Einsatzes von Stromerzeugern und Lastausgleichsoptionen sind Annahmen zu treffen, die einen großen Einfluss auf die Ergebnisse haben können, wie z. B. das Verhältnis von dezentralen zu zentralen Infrastrukturen, der langfristige Ausbau des Übertragungsnetzes oder der Anteil der Elektrofahrzeuge mit Ladesteuerung. Zur umfassenden Analyse eines sinnvollen Infrastrukturpfades der Transformation des Energiesystems im Hinblick auf Netze, Speicher und andere Ausgleichsoptionen müssen solche dynamischen Simulation erweitert und vertieft werden und hierbei verschiedene technisch-strukturelle Pfade für Deutschland einschließlich seiner Nachbarländer sowie unter Berücksichtigung von gesellschaftlichen, politischen und umweltrelevanten Aspekten untersucht werden.
- Die dynamische Simulation der Stromversorgung liefert ein differenziertes Bild der Rolle der Elektromobilität bei der Optimierung des Gesamtsystems. Die Ladesteuerung führt unter den getroffenen Annahmen zu einer erhöhten Nutzung der erneuerbaren Stromerzeugung infolge der Reduktion von Überschüssen. Auf der anderen Seite erhöht die Elektromobilität kaum die residuale Spitzenlast, wenn überwiegend Lademanagement vorausgesetzt wird. Insgesamt zeigt sich, dass unter den getroffenen Annahmen durch die Ladesteuerung ein Effizienzgewinn erreichbar ist, der bei bis zu 10 % des Strombedarfs der Elektromobilität liegt (Szenario L). Positive Effekte zeigen sich entsprechend

auch bei den CO₂-Emissionen der Stromerzeugung sowie bei der zu deckenden residualen Spitzenlast.

- Im Vergleich zur Elektromobilität kann der Netzausbau im europäischen Verbund und damit auch der Ausbau der Netztransferkapazitäten über die Grenzen Deutschlands hinweg sowie die Flexibilisierung der KWK-Anlagen mittels Erzeugungsmanagement und Wärmespeichern einen weitaus bedeutenderen Beitrag zum Ausgleich der Last- und Erzeugungsschwankungen liefern. Dennoch kann die Elektromobilität in Abhängigkeit des Anteils der Fahrzeuge mit Ladesteuerung einen signifikanten Beitrag leisten. Für das Jahr 2050 wurde in den Szenarien L und T berechnet, dass Leistungsüberschüsse von bis zu 20 GW durch die Elektromobilität (bei 60 % Ladesteuerung) genutzt werden können und eine hohe Korrelation zwischen Batteriebeladung und erneuerbarer Stromerzeugung erreicht werden kann. Die Ergebnisse der Sensitivitätsfälle in Form der erneuerbaren Stromüberschüsse und der residualen Spitzenlasten liefern die folgenden Schlussfolgerungen: Es wird deutlich, dass nur ein Szenario mit ausschließlich ungesteuerter Beladung der Elektrofahrzeuge sowohl die Überschüsse, die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung als auch die residualen Spitzenlasten in der Stromversorgung im Vergleich zu einem Szenario ohne Elektrofahrzeuge erhöht. Im Fall der Ladesteuerung sind im Vergleich mit einem Energiesystem ohne Elektromobilität trotz der zusätzlichen Nachfrage und der zusätzlichen Stromerzeugung durch Erneuerbare weder die Stromüberschüsse noch die residualen, über regelbare Kapazitäten zu deckenden Spitzenlasten erhöht. Deutlich wird auch der Vorteil eines Imports von regelbarem Solarstrom für das Gesamtsystem (Szenario T), wodurch die Spitzenlasten deutlich niedriger ausfallen und in dem betrachteten Energiesystem und Bilanzraum keine ungenutzten Überschüsse mehr auftreten.
- Die Forderung, langfristig ausschließlich erneuerbaren Strom für die Elektrofahrzeuge zu nutzen, wird in diesen Untersuchungen auf die Jahresstrommenge bezogen. Die Annahme einer bilanziell erneuerbaren Stromerzeugung zur Deckung des Jahresbedarfs der Elektromobilität durch Voraussetzung entsprechender zusätzlicher erneuerbarer Erzeugungskapazitäten resultiert auch bei einer kostenoptimierenden Lastdeckung unter Einbeziehung aller regelbaren Kraftwerke in geringeren CO₂-Emissionen der Stromerzeugung gegenüber einem Energiesystem ohne Elektromobilität. Es erscheint unter Voraussetzung einer ökonomischen Optimierung aus Sicht des Klimaschutzes nicht erforderlich, darüber hinaus in jeder Stunde eines Jahres die Anforderung zu stellen, dass erneuerbarer Strom für die Beladung zur Verfügung stehen muss. Dies setzt voraus, dass der weitere Ausbau der Erneuerbaren gemäß den politischen Langfristzielen konsequent fortgeführt wird und entsprechend bis 2050 der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung bei über 80 % liegen wird.

8.3 Lokale Netzebene (FhG ISE)

Auf lokaler Netzebene (Niederspannung) müssen verschiedene Szenarien betrachtet werden. Während der ländliche und z. T. auch vorstädtische Bereich von regenerativer Stromerzeugung geprägt ist, ist der städtische Bereich von Verbrauchern dominiert. Neben dieser grundsätzlichen Unterscheidung ist es nicht möglich, eine generelle Aussage für alle rund 400.000 Ortsnetzstationen, die es in Deutschland gibt, zu machen. Aus diesem Grund wurden auf der lokalen Ebene Extremszenarien für den Ausbau dezentraler Erzeuger und die Durchdringung von E-Fzg. betrachtet. Die Simulation von extremen Ausbauszenarien hat

ergeben, dass je nach der eingangs erwähnten ländlichen/vorstädtischen oder städtischen Siedlungsstruktur unterschiedliche Schlussfolgerungen möglich sind:

- Ländliche und z. T. auch vorstädtische Bereiche sind im Wesentlichen durch den Ausbau der regenerativen und dezentralen Stromerzeugung geprägt, die hier bei einer angenommenen maximalen Durchdringung für erheblichen Netzausbaubedarf sorgen, um die regenerativ erzeugte Energie „abzutransportieren“. In diesem Bereich wirken sinnvoll gesteuerte Elektrofahrzeuge netzentlastend, was durch die erreichte grid parity auch wirtschaftlich für die Betreiber ist. Die Simulation eines exemplarischen Netzausläufers hat gezeigt, dass bei optimierter Beladung die maximale Rückspeisespitze, bedingt durch eine hohe PV-Einspeisung von fast 300 kW auf 250 kW reduziert werden konnte.
- Städtische Siedlungsräume sind hinsichtlich der Verteilnetzstrukturen häufig sehr gut dimensioniert, sodass eine mäßige Durchdringung mit Elektrofahrzeugen keine Netzprobleme verursacht. Erst bei einem starken Zuwachs von E-Fzg. sind Maßnahmen zu treffen, wie z. B. eine Verhinderung der gleichzeitigen Beladung. Aus aktueller Sicht spielen Elektrofahrzeuge im Gegensatz zu dezentralen Erzeugern für den Ausbau von Niederspannungsnetzen eine untergeordnete Rolle. In einigen Fällen kann auch ein gezieltes Energiemanagement helfen. Dies zeigen die Simulationsergebnisse für einen Wintertag, bei dem durch die E-Fzg. eine Vergleichmäßigung der Last stattfindet. Jedoch sind die Spitzenlasten weit unterhalb des durch Photovoltaik geprägten Sommerfalls und die lokal installierten E-Fzg. könnten beispielsweise auch genutzt werden, um Windenergie aus anderen Regionen aufzunehmen.

8.4 Verteilungsnetzebene (IfHT)

Folgende Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen lassen sich aus den Analysen der Verteilungsnetzebene (Niederspannungsebene) ableiten:

- Untersuchungen der netztechnischen Implikationen infolge der Integration dezentraler Stromerzeugungsanlagen sowie der Elektrofahrzeuge mit ungesteuerter Beladung zeigen, dass ca. 4 % der Betriebsmittel in ihren betrieblichen Grenzen im Szenario bis 2030 überschritten werden. Hieraus kann auf einen insgesamt geringen Einfluss – unter Berücksichtigung der betrachteten Rahmenbedingungen – geschlossen werden.
- In diesem Kontext sind deutliche Unterschiede bei der Auslastung der Betriebsmittel innerhalb unterschiedlicher Siedlungsstrukturen erkennbar. Gebiete mit einer hohen Bebauungsdichte sind aufgrund einer tendenziell robusteren Netzbauweise weniger anfällig und lassen erst bei einer höheren Anzahl an Elektrofahrzeugen und dezentralen Erzeugern erste Grenzwertverletzungen an ca. 2 % der Betriebsmittel bis zum Jahr 2030 erwarten. Aufgrund insgesamt weiter steigender Anteile von PV-Anlagen ist eine moderate Zunahme von Grenzwertverletzungen bis 4 % im Jahr 2050 zu verzeichnen. In Siedlungsgebieten mit tendenziell niedrigerer Bebauungsdichte sind ab 2030 Synergieeffekte zwischen Elektrofahrzeugen und PV-Anlagen zu verzeichnen, wodurch eine Überkompensation der für das Jahr 2050 angenommenen Einspeisung aus PV-Anlagen durch Ladeprozesse von Elektromobilen erkennbar ist. Dadurch ist ein leichter Rückgang der thermischen Grenzwertverletzungen zu verzeichnen. Das Spannungsband ist aufgrund eines hohen Anteils von PV-Installationen allerdings signifikant beeinflusst und überschreitet ab dem Jahr 2020 deutlich gegenwärtige Grenzwerte. Hierdurch sind Ausbaumaßnahmen primär infolge eines Zubaus von PV-Anlagen notwendig.

- Insgesamt sind die Auswirkungen der Elektromobilität auf die Betriebsmittelauslastung gegenüber dem Ausbaubedarf infolge der Integration von PV-Anlagen als geringer einzustufen

Zusammenfassend ist daher festzuhalten, dass Elektromobilität unter den betrachteten Rahmenbedingungen (3,7 kW Anschlussleistung und Laden vornehmlich am Wohnort) zumindest bis zum Jahr 2030 – mit einer bis dahin angenommenen Flottenentwicklung bis zu 6 Millionen Fahrzeugen in Deutschland – eine untergeordnete Rolle im Hinblick auf netztechnische Konsequenzen einnehmen wird. Vielmehr resultieren netztechnische Implikationen vor allem aufgrund weiträumiger Gleichzeitigkeitseffekte von PV-Anlagen. Im Szenarienjahr 2050 sind insbesondere in städtischen Siedlungsstrukturen steigende Grenzwertverletzungen im Vergleich zum Jahr 2030 zu verzeichnen. Die Anzahl der Grenzwertüberschreitungen liegt allerdings bei maximal 4 % der Betriebsmittel in den betrachteten Fällen. Ländlich geprägte Strukturen weisen sogar ab dem Jahr 2030 Synergieeffekte zwischen Elektrofahrzeugen und dezentralen Erzeugern auf, weshalb thermische Grenzfälle sogar leicht abnehmen. Allerdings zeigen sich hierbei vermehrt Spannungsbandverletzungen, die primär durch PV-Installationen hervorgerufen werden. In diesem Kontext erscheinen differenziertere Betrachtungen, insbesondere der Wechselwirkungen von Elektromobilität mit anderen dezentralen Wandlungseinheiten unter Berücksichtigung umfassender Variationen der Anschlussleistungen sowie Ladeinfrastruktur sinnvoll. Diese können resultierende Synergieeffekte hervorheben und ggf. kritische Konstellationen identifizieren. Erste kompensierende Effekte sind bereits in ländlichen Siedlungsstrukturen ab dem Jahr 2030 sichtbar. Darüber hinaus sind derzeit vielfach diskutierte Vehicle-to-Grid-Konzepte, z. B. zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen dezidiert zu untersuchen, um etwaige Implikationen infolge gezielt synchronisierter Ladeprozesse auszuschließen. Erste Untersuchungen zum gesteuerten Ladeverhalten wurden im Projekt Grid-4-Vehicles (G4V) untersucht und zeigen das Entlastungspotenzial infolge dezidierter Eingriffe in das Ladeverhalten bei verschiedenen Maßnahmen auf. Eine Untersuchung und Übertragbarkeit der Ansätze auf Verteilungsnetze in Deutschland erscheint mit dem Hintergrund gegenwärtig diskutierter Anschlussleistungen von 50 kW [RWE 2011] als notwendig.

8.5 Auswirkungen auf Übertragungsnetze (FGH)

Die Analyse der Auswirkungen unterschiedlicher Nutzungsvarianten von Elektromobilität auf den Ausbaubedarf des europäischen Übertragungsnetzes liefert die im Folgenden zusammengefassten Erkenntnisse:

- Bei zunehmender Elektromobilität wird in den untersuchten Szenarien (Kapitel 5) vorausgesetzt, dass der daraus resultierende Energiebedarf durch einen entsprechenden Zubau an EE-Kapazität gedeckt wird. Daher kommt es auf der einen Seite zu einer Zunahme der vornehmlich lastfernen EE-Erzeugung und auf der anderen Seite zu einer Zunahme der Last, wodurch es insgesamt zu einem signifikant höheren Ausbaubedarf des Übertragungsnetzes in Europa wie auch innerhalb Deutschlands kommt.
- Untersuchungen zu Auswirkungen unterschiedlicher Ladestrategien von Elektrofahrzeugen auf den Ausbaubedarf der Übertragungsnetze in Deutschland weisen für die betrachteten Szenarien keine signifikanten Unterschiede auf, so dass eine primäre Verwendung der Speicherfunktionalität der Elektrofahrzeuge zur Bilanzdeckung sinnvoll erscheint. Grundsätzlich zeigt sich in den Untersuchungen, dass die Auswirkungen der Elektromobilität gegenüber dem Ausbaubedarf aufgrund einer vermehrten Erzeugung aus erneuerbaren Energien sehr klein sind.

9 Literatur

- A.T. Kearney 2009: Energiewirtschaft macht mobil. Online:
http://www.atkearney.de/content/misc/wrapper.php/id/50848/name/pdf_atkearney_elektromobilitaet_12538041203505.pdf (01.12.2011).
- A.T. Kearney 2010: A.T. Kearney GmbH, Düsseldorf: Solar Thermal Electricity 2025 - Clean electricity on demand: attractive STE cost stabilize energy production. Juni 2010.
- Acatech 2010: Deutsche Akademie der Technikwissenschaften: Wie Deutschland zum Leitanbieter für Elektromobilität werden kann - Status Quo - Herausforderungen - Offene Fragen. Online:
http://www.acatech.de/fileadmin/user_upload/Baumstruktur_nach_Website/Acatech/root/de/Material_fuer_Sonderseiten/e-mo/acatech_bezieht_Position_Nr6_pr%C3%A4final.pdf (14.09.2011).
- Achleitner et al. 2010: Achleitner, A.-K., Allmendinger, J., Gerybadze, A., Harhoff, D., Llerena, P., Luther, J., Blind, K., Haller, I., Meurer, P., Schmoch, U., Stenke, G., Trogisch, B., Bock, C., Hoisl, K. und Ulbricht, L.: Gutachten zu Forschung, Innovation und technologischer Leistungsfähigkeit Deutschlands. Online: http://www.e-fi.de/fileadmin/Gutachten/2010_deu.pdf (05.05.2011).
- Achleitner et al. 2011: Achleitner, A.-K., Allmendinger, J., Gerybadze, A., Harhoff, D., Llerena, P., Luther, J., Blind, K., Dauchert, H., Frietsch, R., Meurer, P., Philipps, A., Schmoch, U., Trogisch, B., Bock, C., Edelstein, B., Hoisl, K., Hufnagel, M., Rothe, K. und Schröder, M.: Gutachten zu Forschung, Innovation und technologischer Leistungsfähigkeit Deutschlands. Online: http://www.e-fi.de/fileadmin/Gutachten/2011_deu.pdf (21.11.2011).
- Achten, P.A.J.; Oever, J.P.J. van den; Potma, J.; Vael, G.E.M. 2000: Horsepower with Brains: the Design of the Chiron Free Piston Engine. 2000 (SAE Technical Paper Series, 2000-01-2545).
- AGEB 2011: Auswertetabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland 1990 bis 2010. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., Juli 2011.
- Ajanovic, A. & Haas, R. 2012: The role of efficiency improvements vs. price effects for modeling passenger car transport demand and energy demand - Lessons from European countries. Energy Policy, 41, S. 36-46.
- AVIS 2010: Avis Introduces Electric Vehicles for Hire Together with its Long-Term Partner Renault. Online: <http://www.avis-europe.com/media-centre/press-releases/26-02-2010.aspx> (23.11.2011).
- Bandivadekar, A.; Bodek, K.; Cheah, L.; Evans, C.; Groode, T.; Heywood, J.; Kassiers, E.; Kromer, M.; Weiss, M. 2008: On the Road in 2035 - Reducing Transportation's Petroleum Consumption and GHG Emissions. Laboratory for Energy and the Environment, Massachusetts Institute of Technology, 2008.
- Baranchugoy 2007: Baranchugov, V. et al.: Amorphous silicon thin films as a high capacity anodes for Li-ion batteries in ionic liquid electrolytes. Electrochemistry Communications 9 796-800.
- Baumann, U. 2010: Elektroauto-Vermietung - Hertz vermietet E-Auto: Nissan Leaf wird Mietfahrzeug. Online: <http://www.auto-motor-und-sport.de/eco/elektroauto-vermietung-nissan-leaf-wird-mietfahrzeug-1747150.html> (23.11.2011).
- Better Place 2009: <http://www.betterplace.com/company/press-release-detail/better-place-unveils-first-automated-battery-switch-for-japan-ev-study/>. Better Place Unveils First Automated Battery Switch for Japan EV Study.
- BMU 2004: Bundesumweltministerium [Hrsg.]: J. Nitsch, W. Krewitt, M. Nast, M. Pehnt, G. Reinhardt, M. Fishedick u. a.: Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), DLR Stuttgart, IFEU Heidelberg, WI Wuppertal, März 2004.
- BMU 2005: Bundesumweltministerium [Hrsg.]: Trieb, F: Concentrating Solar Power for the Mediterranean Region. DLR Stuttgart, Abt. Systemanalyse und Technikbewertung, Stuttgart, April 2005.
- BMU 2006: Bundesumweltministerium [Hrsg.]: Trieb, F: Trans-Mediterranean Interconnection for Concentrating Solar Power. DLR Stuttgart, Abt. Systemanalyse und Technikbewertung, Stuttgart, Juni 2006.
- BMU 2009: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Erneuerbare Energien – Innovationen für eine nachhaltige Energiezukunft. Juni 2009, Berlin.

- BMU 2010: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung. Stand Juni 2010 mit Aktualisierung August 2010.
- BMWi 2005: Bundeswirtschaftsministerium [Hrsg.] Energiereport IV – Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030. Untersuchung von Prognos, EWI im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit. Köln, Basel, April 2005.
- BMWi 2008: Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Nationaler Entwicklungsplan Elektromobilität der Bundesregierung. <http://www.elektromobilitaet2008.de/>, August.
- BMWi 2010: Energiedaten – Zahlen und Fakten. Nationale und internationale Entwicklung. Hrsg. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Fassung vom 20.5. 2010.
- BNetzA 2011: Bundesnetzagentur. EEG-Datenmeldungen. url: "http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/ErneuerbareEnergienGesetz/VerguetungssaetzePhotovoltaik_Basepage.html", accessed on 15.03.2011, 13:27.
- Borchard 2008: Thorsten Borchard: Bewertung des Nutzens einer spannungsübergreifenden Planung von Hoch- und Mittelspannungsnetzen, Dissertation RWTH Aachen, 2008.
- Brakelmann 2004: H. Brakelmann: Netzverstärkungs-Trassen zur Übertragung von Windenergie: Freileitung oder Kabel? Studie im Auftrag des Bundesverbands WindEnergie e.V., 2004.
- Capstone 2010: Product Specification. Technical Specifications and Descriptions for a Single Capstone DC Model MicroTurbine - HEV (Recuperated). Capstone Turbine Corporation, 2010.
- CEBra 2007: CEBra – Centrum für Energietechnologie Brandenburg Brandenburgische Technische Universität Cottbus, Netzintegration Erneuerbarer Energien, Studie im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft des Landes Brandenburg, 2008.
- CEPSI 2004: W. Breuer, D. Povh, D. Retzmann, E. Teltsch X. Lei, Role of HVDC and FACTS in future Power Systems, Conference on Electric Power Supply Industry, October 18-22 2004, Shanghai.
- Cuenca, R.M.; Gaines, L.L.; Vyas, A.D. 1999: Evaluation of Electric Vehicle Production and Operating Costs. Argonne: Center for Transportation Research, Energy Systems Division, Argonne National Laboratory, 1999.
- DDS 2009: Digital Data Services GmbH (DDS): Deutschlandpaket Release R2009_V1.0, Karlsruhe 2009.
- Delorme, A.; Pagerit, S.; Sharer, P.; Rousseau, A. 2009: Cost Benefit Analysis of Advanced Powertrains from 2010 to 2045, 24th International Battery, Hybrid and Fuel Cell Electric Vehicle Symposium (EVS24) Stavanger 2009.
- DENA 2005: Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. „dena-Netzstudie I“, Februar 2005.
- DENA 2010a: Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025. dena-Netzstudie II, November 2010.
- DENA 2010b: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena): Kurzanalyse der Kraftwerksplanung in Deutschland bis 2020 (Aktualisierung). Berlin 2010.
- Deutsche Bank 2009: Electric Cars: Plugged In - Batteries must be included. Online: http://www.d-ncert.nl/wp-content/uploads/2011/05/deutch_bank_electric_cars.pdf (01.12.2011).
- DGS 2010: Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. (DGS): EnergyMap, <http://www.energymap.info>, Abruf am 20.08.2010.
- Dominguez Lacasa, I. 2005: Exploring technological change in the German pharmaceutical industry. A history-friendly model of technological change and technology adoption in a science-based industry (Dissertation). Universität Karlsruhe, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften, Karlsruhe.
- E.ON NETZ GMBH 2006: Netzsicherheit und erneuerbare Energien im Einklang. http://www.eon-netz.com/pages/ehn_de/EEG_KWK-G/_download_files/Netzanschluss/PDF_Erzeugungsmanagement_Flyer_VDN-Grundzuege.pdf.
- Eckl-Dorna, W. 2011: Jointventure mit Europcar - Daimler setzt auf Teilzeitfahrer. manager magazin. Online: <http://www.manager-magazin.de/unternehmen/autoindustrie/0,2828,793050,00.html> (29.11.2011).

- Edwards, R.; Larivé, J-F.; Mathieu, V.; Rouveiolles, P. 2007: Well-to-Wheels analysis of future automotive fuels and powertrains in the European context - Tank-to-Wheels Report Version 2c. 2007.
- E-KONZEPT 2010: Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. BMWi, BMU für die Bundesregierung; Berlin 28.9.2010.
- Engel, T. 2009: Netzintegration von Elektroautos das Smart Grid Vehicle, Deutsche Gesellschaft Sonnenenergie e.V. (www.dgs.de/fileadmin/files/FASM/2009.03-DGS-FASM-ZVEI-Stromstelle.pdf).
- EnLAG 2009: Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (Energieleitungsausbaugesetz - EnLAG), August 2009.
- entso-e 2010: European Network of Transmission System Operators: „Ten-Year Network Development Plan 2010“. <https://www.entsoe.eu/system-development/tyndp/tyndp-2010/>, 30. Juni 2010.
- EP 2010: U. Fahl, M. Fondel, A. Löschel u. a.: Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030 (Energieprognose 2009). Hauptbericht, Untersuchung im Auftrag des BMWi, IER Stuttgart, RWI Köln, ZEW Mannheim, März 2010.
- EPA/NHTSA 2009: Draft Joint Technical Support Document. Washington, D.C.: United States Environmental Protection Agency / National Highway Traffic Safety Administration, 2009 (Proposed Rulemaking to Establish Light-Duty Vehicle Greenhouse Gas Emission Standards and Corporate Average Fuel Economy Standards).
- EREC 2010: European Renewable Energy Council (EREC), Brussels: RE-Thinking 2050 - A 100% Renewable Energy Vision for the European Union, April 2010.
- Ernst, W.D.; Shaltens, R. K. 1997: Automotive Stirling Engine Development Project. U.S. Department of Energy, 1997.
- ET 2010: Energietechnologien 2050 – Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung, Politikbericht.
- EWI 2010: M. Schlesinger, D. Lindenberger, Ch. Lutz: Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Studienprojekt Nr. 12/10 im Auftrag des BMWi, EWI Köln, Prognos Basel, GWS Osnabrück, 27. August 2010.
- Fleischer, T. & Weil, M. 2010: E-Mobilität und Energiespeicher im Blickfeld der Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse - Erste Analysen und zukünftige Forschungs-aufgaben. Technikfolgenabschätzung - Theorie und Praxis. Online: <http://www.itas.fzk.de/tatup/103/flwe10a.htm> (03.12.2011).
- Fraidl, G. K.; Hubmann, C.; Kunzemann, R.; Sifferlinger, B.; Benda, V. 2010: Range Extender, was kommt nach Hybrid? München: ATZlive, 2010 (ATZ/MTZ -Konferenz "CO₂ - Die Herausforderung für unsere Zukunft").
- Fraunhofer-IAO & PriceWaterhouseCoopers 2010: Elektromobilität - Herausforderungen für Industrie und öffentliche Hand. Stuttgart und Frankfurt am Main.
- Frost & Sullivan 2011: The evolution of the supply chain in the automotive industry - The EVolution of the Automotive Ecosystem – The Emerging Business Models & Stake-holders. London.
- Goodenough, J. 2007: Cathode materials: A personal perspective, Journal of Power Sources 174 (2007) 996-1000.
- Graunitz, B. 2009: Elektroautos ohne Kabel laden. Elektronik automotive, <http://www.elektroniknet.de/home/automotive/news/n/d/elektroautos-ohne-kabel-laden/>.
- GWEC 2010: Global Wind Energy Council (GWEC): Global Wind 2009 Report. März 2010.
- GWEC 2011: Global Wind Energy Council (GWEC): Global Wind Report - Annual market update 2010. April 2011 (<http://www.gwec.net/>).
- Hannig et al. 2009: Hannig, F., Smolinka, T., Bretschneider, P., Nicolai, S., Krüger, S., Meißner, F. und Voigt, M.: Stand und Entwicklungspotenzial der Speichertechniken - Ableitung von Anforderungen an und Auswirkungen auf die Investitionsgüterindustrie (Auftragsstudie für das BMWi). Online: <http://www.bmw.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/speichertechniken-elektroenergie,property=pdf,bereich=bmw,sprache=de,rwb=true.pdf> (20.06.2011).
- Haubrich 2009: Netzmodelle auf öffentlich zugänglicher Datenbasis. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Band 59 (2009).

- Heckenberger, T. 2009: Heizen, Kühlen oder Fahren – Zielkonflikte und Lösungsansätze in Hybrid- und E-Fahrzeugen. Zeitschrift für die gesamte Wertschöpfungskette Automobilwirtschaft, 12. Jahrgang, Heft Br. 3/2009, ISSN 1434-1808.
- Helmich, H. und Prinz, M. 2009a: Elektromobilität – ein Geschäftsfeld der Zukunft: auch für Energieversorger? Online: http://www.energate.de/download/Studie_09_2_Elektromobilitaet_conenergy.pdf (23.11.2011).
- Helmich, H. und Prinz, M. 2009b: Elektromobilität – Städte und Kommunen als Partner der Energieversorger. Online: <http://www.energate.de/download/index.php?view=download&id=3556> (23.11.2011).
- Helmschrott, T. 2012: Methodical approach for analyzing the impact of a mass introduction of electric vehicles on the electricity networks in Europe, Power and Energy Conference at Illinois (PECI) 2012, 24. - 25. Februar 2012, Champaign (Illinois), USA.
- Herz, C. 2010: Unternehmen investieren in neue Antriebe. Handelsblatt. Online: <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/management/strategie/unternehmen-investieren-in-neue-antriebe/3666472.html?p3666472=all> (21.11.2011).
- Höpfner et al. 2009: Höpfner, U., Hanusch, J. und Lambrecht, U.: Abwrackprämie und Umwelt – eine erste Bilanz. Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH, Heidelberg. On-line: http://www.bundesumweltministerium.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ifeu_abwrackpraemie_bf.pdf (01.02.2012).
- Horiba 2010: Large-Format Lithium-Ion Battery Development in Japan. Proceedings LLIBTA Europe, 3.2.2010.
- Howard 2007: Howard, W.F., R.M. Spotnitz: Theoretical evaluation of high-energy lithium metal phosphate cathode materials in Li-ion batteries. Journal of Power Sources 165 887-891.
- HSE 2011: HEAG Südheissische Energie AG: ENTEGA liefert Ökostrom für erste Darmstädter "e-Flinkster"-Station der DB Rent. Online: [http://www.hse.ag/presse/pressemitteilungen/pressemeldung.html?tx_nidaghseintranetcontent_pi1\[pressid\]=7287&cHash=7e1864284fa1ca30435b669032da0460](http://www.hse.ag/presse/pressemitteilungen/pressemeldung.html?tx_nidaghseintranetcontent_pi1[pressid]=7287&cHash=7e1864284fa1ca30435b669032da0460) (03.12.2011).
- IEA 2009: International Energy Agency (IEA), Paris/OECD: World Energy Outlook 2009.
- IEA 2010: International Energy Agency (IEA), Paris: Energy Technology Perspectives 2010.
- IfHT 2011: Institut für Hochspannungstechnik (RWTH Aachen): Wirtschaftliche Bewertung des Einsatzes von Hochtemperaturleitern mit geringem Durchhang. Aachen 2011.
- Kaiser et al. 2011: Kaiser, O. S., Meyer, S. und Schipl, J.: Elektromobilität - ITA-Kurzstudie. VDI Technologiezentrum - Zukünftige Technologien Consulting, Düsseldorf.
- KBA 2010: Kraftfahrtbundesamt - Aktuelle Statistiken. <http://www.kba.de/>.
- Kester J. 2009: A smart MV/LV-station that improves power quality, reliability and substation load profile, CIRED, 20th International Conference on Electricity Distribution, Prag 2009.
- Kley et al. 2010: Kley, F., Wietschel, M. und Dallinger, D.: Evaluation of European electric vehicle support schemes. Working Paper Sustainability and Innovation. Online: <https://www.econstor.eu/dspace/bitstream/10419/40019/1/634898620.pdf> (20.11.2011).
- Koch et al. 2011: Koch, A., Ernszt, V., le Bis, J., Ernst, T., Fischer, S. und Rothfuß, R.: Neue Wege für Kommunen - Elektromobilität als Baustein zukunftsfähiger kommunaler Entwicklung in Baden-Württemberg. e-mobil BW GmbH – Landesagentur für Elektromobilität und Brennstoffzellentechnologie, Institut für Angewandte Wirtschaftsforschung e.V. (IAW), Tübingen, Stuttgart.
- Köth, C.-P. 2008: Raus aus dem Dilemma. Automobil Industrie 3/2008: 32-37.
- Krewitt/Schlomann 2006: W. Krewitt; B. Schlomann: Externe Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Stuttgart 2006.
- Kröger, M. 2011: Auto der Zukunft - Elektropionier China verliert den Mut. SPIEGEL ONLINE. Online: <http://www.spiegel.de/auto/aktuell/0,1518,799087,00.html> (22.11.2011).

- Kromer, M.A.; Heywood, J.B. 2008: A Comparative Assessment of Electric Propulsion Systems in the 2030 US Light-Duty Vehicle Fleet. In: SAE Technical Paper Series (2008), Nr. 2008-01-0459, S. 372-391.
- Kuntz, M. 2011: Erich Sixt: Elektro-Autos - Eine "absolute Katastrophe". sueddeutsche.de. Online: <http://www.sueddeutsche.de/wirtschaft/erich-sixt-elektro-autos-eine-absolute-katastrophe-1.1073489> (30.11.2011).
- Leschus et al. 2009: Leschus, L., Stiller, S., Vöpel, H., Boje, A., Clemens, U., Keller, V., von Collani, F., von Kapherr, R. F., Langer, M. und Schwarz, D. M.: Strategie 2030 - Mobilität. Online: http://www.hwwi.org/fileadmin/hwwi/Publikationen/Partnerpublikationen/Berenberg/Strategie-2030_Mobilitaet.pdf (26.11.2011).
- Link 2012: Link, Jochen: Elektromobilität und erneuerbare Energien: Lokal optimierter Einsatz von Netzgekoppelten Fahrzeugen. Dissertation, Universität Dortmund. Voraussichtliche Veröffentlichung: Februar 2012.
- Link et al. 2010: Link, Jochen; Büttner, Markus; Dallinger, David; Richter, Julius: Optimisation algorithms for the charge dispatch of plug-in vehicles based on variable tariffs. Working Paper im reviewing des International Journal of Electrical Power and Energy, 2010.
- Luca de Tena 2012: Luca de Tena 2012: Perspectives of electric/hybrid vehicles in a supply system with a high share of renewable energy sources. Dissertation Universität Stuttgart, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt DLR Stuttgart, Abt. Systemanalyse und Technikbewertung, Stuttgart 2012 (noch unveröffentlicht, im Entwurf).
- Lutsch W., Witterhold F. 2005: Perspektiven der Fernwärme und der Kraft-Wärme-Kopplung - Ergebnisse und Schlussfolgerung aus der AGFW-Studie: Pluralistische Wärmeversorgung, Arbeitsgemeinschaft für Wärme und Heizkraftwirtschaft- AGFW-e. V , Frankfurt 2005.
- Malerba, F. 1992: Learning by Firms and Incremental Technical Change. The Economic Journal, 102 (413), S. 845-859.
- Marwede, M. und Knoll, M 2010: Dossier Elektromobilität und Dienstleistungen. IZT Arbeitsbericht Nr. 39. Berlin: Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung.
- Matrose, C. et. al., 2010: Generierung synthetischer Nieder- und Mittelspannungsmodellnetze, Jahresbericht. Jahresbericht 2010, Institut für Hochspannungstechnik, Aachen.
- Max, E. 2005: Free Piston Energy Converter. Monaco: 2005 (Electric Vehicle Symposium 21).
- McKinsey & Company 2009: Elektroautos sparen Milliardeninvestitionen in herkömmliche Verbrennungsmotoren. Online: http://www.mckinsey.de/downloads/presse/2009/090901_pm_elektromobilitaet.pdf (01.12.2011).
- McKinsey & Company 2010: Neue McKinsey-Studie – Elektromobilität in Megastädten: Schon 2015 Marktanteile von bis zu 16 Prozent. Online: http://www.mckinsey.de/downloads/presse/2010/pm_100112_emobilitaet.pdf (01.12.2011).
- Melnik, I. 2009: Intelligent Distribution Station: a key enabler for smart grid. Präsentation von Allander-Liandon, 2009.
- Metcalfe, J. S. 1994: Evolutionary Economics and Technology Policy. The Economic Journal, 104, S. 931-944.
- MiD 2008: Mobilität in Deutschland 2008. ifas Institut für angewandte Sozialwissenschaft GmbH und Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V., Institut für Verkehrsforschung, Haushaltsdatensatz, Bonn / Berlin, Februar 2010.
- Mock, P. 2010: Entwicklung eines Szenariomodells zur Simulation der zukünftigen Marktanteile und CO₂-Emissionen von Kraftfahrzeugen“, Fakultät Konstruktions-, Produktions- und Fahrzeugtechnik, Stuttgart, Universität Stuttgart, 2010.
- Müller-Kirchenbauer, J. 2010: Anreizregulierung und Netzausbau - Instrumente, Zielkonflikte und Ergänzungen - Fachforum 3 zur Tagung EFZN/BNetzA: Aktuelle Fragen zur Entwicklung der Elektrizitätsnetze. Online: www.efzn.de/fileadmin/Veranstaltungen/2010_Elektrizitaetsnetze/Vortraege/Fachforum3.pdf (20.11.2011).

- NEEDS 2009: New Energy Externalities Development for Sustainability, Innovative Technologies (RS 1a) (s. Project Reports <http://www.needs-project.org/>).
- Nishi, Y. 2001: Lithium ion secondary batteries; past 10 years and the future. *Journal of Power Sources* 100 (2001) 101-106.
- Nitsch et. al. 2011: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Bericht zur „Leitstudie 2010“ im Auftrag des BMU; DLR Stuttgart, Fraunhofer-IWES Kassel, IFNE Teltow, Februar 2011.
- Nitsch et. al. 2012: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht im Auftrag des BMU; DLR Stuttgart, Fraunhofer-IWES Kassel, IFNE Teltow, März 2012.
- NOW 2011: Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW): Modellregionen Elektromobilität. Online: <http://www.now-gmbh.de/de/mobilitaet/mobilitaet-von-morgen/modellregionen-elektromobilitaet.html> (29.11.2011).
- NRC 2005: National Research Council (NRC): Review of the Research Programme of the Freedom-Car and Fuel Partnership - First Report. Washington, D.C.: National Research Council of the National Academies, 2005.
- NuCellSys 2009: HY 80 – Automotive Fuel Cell System, Produktdatenblatt, NuCellSys GmbH, 2009.
- Pehnt, M. 2005 : Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (ifeu), Mikro-KWK und ihre Vernetzung. Berlin 2005.
- Pielke, M. 2010: Technisch-wirtschaftliche Systembetrachtung zur netzorientierten Integration von Mini-Blockheizkraftwerken. Dissertation, TU Braunschweig, 2010.
- Pohl, S.-E.; Gräf, M. 2005: Dynamic Simulation of a Free Piston Linear Alternator. Hamburg: Schmitz, G., 2005 (Modelica 2005).
- Pollok, T. 2009: Netzeinbindung von Elektrofahrzeugen - Möglichkeiten flexibler Ladekonzepte. Internationaler ETG Kongress 2009, Fachtagung 2: Leistungselektronik in Netzen Düsseldorf, 27.-28. Oktober 2009.
- Rogers, E. M. 1983: Diffusion of Innovations (3. Aufl.). The Free Press, New York.
- Rogers, E. M. 1995: Diffusion of Innovations. New York, The Free Press.
- RWE 2011: Autostrom in der Hauptstadt besonders schnell laden. <http://www.alternativfahren.de/aktuelles/elektrofahrzeuge/rwe-autostrom-combi-station-schnellladestation-berlin.html>.
- San Román et al. 2011: San Román, T. G., Momber, I., Abbad, M. R. und Sánchez Miralles, Á.: Regulatory framework and business models for charging plug-in electric vehicles: Infrastructure, agents, and commercial relationships. *Energy Policy*, 39 (10), S. 6360-6375.
- Sandhu 2007: S. Sandhu et al., Lithium/air cell: Preliminary mathematical formulation and analysis. *Journal of Power Sources* 170 196-209.
- Scheffler, J. 2002: Bestimmung der maximal zulässigen Netzanschlussleistung photovoltaischer Energiewandlungsanlagen in Wohnsiedlungsgebieten, Dissertation an der TU Chemnitz, Chemnitz, 2002.
- Scholz 2012: Y. Scholz: Renewable energy based electricity supply at low costs - Development of the REMix model and application for Europe. Dissertation Universität Stuttgart, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt DLR Stuttgart, Abt. Systemanalyse und Technikbewertung, Stuttgart 2012 (noch unveröffentlicht).
- Scrosati, B. et al. 2010: Lithium batteries: Status, prospects and future. *Journal of Power Sources* 195 2419-2430.
- Seidenberger et al. 2008: T. Seidenberger, D. Thrän, R. Offermann, U. Seyfert, M. Buchhorn, J. Zedies: Global Biomass Potentials. Deutsches BiomasseForschungsZentrum (DBFZ), Leipzig im Auftrag von Greenpeace International, Juni 2008.
- Smart Wheels 2011: Integration der Elektromobilität in die Infrastruktur von Stadtwerken. Online: http://www.smartwheels.de/index.php?article_id=7&clang=0 (03.12.2011).
- Sondermann, M. 2008: Trends in der Fahrzeugklimatisierung und Übersicht der energetischen Bedarfe und Potentiale. Vortrag FH Coburg, 19.11.2008.

- Spath et al. 2010a: Spath, D., Bauer, W., Rothfuss, F., Voigt, S. und Rath, K.: Strukturstudie BWe mobil - Baden-Württemberg auf dem Weg in die Elektromobilität. Fraunhofer-IAO, Stuttgart.
- Spath et al. 2010b: Spath, D., Loleit, M., Klausmann, F., Rothfuss, F., Sachs, C., Rose, H. und Voigt, S.: Systemanalyse BWe mobil - IKT- und Energieinfrastruktur für innovative Mobilitätslösungen in Baden-Württemberg. Online: http://www.e-mobilbw.de/Resources/Systemanalyse_BWemobil_IKT_Energie.pdf (24.11.2011).
- Stadt Aachen 2011: Zuschuss für Elektrobikes und Elektroroller. Online: http://www.aachen.de/de/stadt_buerger/energie_klimaschutz/mobilitaet/elektromobilitaet/index.html (15.11.2011).
- Stern 2007: Stern Review - The Economics of Climate Change. 2007.
- Stricker, K., Matthies, G. und Tsang, R. 2011: Vom Automobilbauer zum Mobilitätsdienstleister - Wie Hersteller ihr Geschäftsmodell für integrierte Mobilität richtig aufstellen. Bain & Company, München.
- Sudhoff, S. 2009: W. Lafayette Solid State Transformer, United States Patent, No.: 5,943,229, 1998.
- Tenkhoff, C. 2010: Zwischenergebnisse aus den Modellregionen und der Nationalen Plattform. Elektromobilität in Kommunen, Düsseldorf, 07.10.2010. Online: <http://www.emobil-nrw.de/wp-content/plugins/download-monitor/download.php?id=13> (14.12.2011).
- UCTE 2009: Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE): System Adequacy Forecast 2009 – 2020. Brussels, 5th January 2009 (<https://www.entsoe.eu/index.php?id=58>).
- ÜNB 2009: Übersicht über die installierte Kraftwerksleistung und die Leistungsflüsse in den Netzgebieten der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (Regionenmodell „Stromtransport 2009“) (www.transnetbw.de/assets/Downloads/07_Regionenmodell_Stromtransport_2009_090901.pdf).
- UQM 2010: PowerPhase® 125 for electric, hybrid electric, and fuel cell powered vehicles, Produktdatenblatt.
- Valentine-Urbschat, M. und Bernhart, W. 2009: Powertrain 2020 – The Future Drives Electric. Roland Berger Strategy Consultants.
- VDA 2008: Verband der Automobilindustrie, VDA-Position zur Elektromobilität, http://www.vda.de/files/abt_umwelt_elektromobilitaet-endfassung.pdf.
- VDEW 2007: Verband der Netzbetreiber – VDN – e.V. beim VDEW: Daten und Fakten Stromnetze in Deutschland, Basisdaten zum Stromnetz in Deutschland.
- VDI 2008: Verein Deutscher Ingenieure. VDI 4655 - Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen, 2008.
- Vetter, J. et al. 2005: Ageing mechanisms in lithium-ion batteries, Journal of Power Sources 147 (2005) 269-281.
- Vielhauer, A. 2011: Heute schon morgen oder Das Netz im Dorf der Zukunft – e-home Energieprojekt 2020 – Niedersächsische Energietage, Fachforum Smart Grids und Speichertechnologien, 2011.
- VKU 2011: Verband kommunaler Unternehmen (VKU): Elektromobilität: ein Geschäftsfeld mit Zukunft. Online: <http://www.vku.de/zukunftsthemen/elektromobilitaet/elektromobilitaet.html> (09.12.2011).
- Wallentowitz, H. und Freialdenhoven, A. 2011: Strategien zur Elektrifizierung des Antriebsstranges - Technologien, Märkte und Implikationen. Vieweg + Teubner, Wiesbaden.
- WBGU 2010: Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen (WBGU): Politikpapier 6 - Klimapolitik nach Kopenhagen: Auf drei Ebenen zum Erfolg. Berlin 2010.
- Wietschel et al. 2010: Wietschel, M., Arens, M., Dötsch, C., Herkel, S., Krewitt, W., Markewitz, P., Möst, D. und Scheufen, M.: Energietechnologien 2050 - Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung. Fraunhofer-ITB Verlag, Stuttgart.
- Wille-Haussmann, B. 2008: Model based optimisation of distributed generation with respect to electric grid restrictions. EUROSUN 2008, Lissabon.
- Wille-Haussmann 2010: Wille-Haussmann, B.; Erge, T.; Wittwer C.: Decentralised optimisation of cogeneration in virtual power plants. Solar Energy, 2010, 84, 604-611.

- Wille-Haussmann, B. 2011: Einsatz der symbolischen zur Untersuchung der Betriebsführung im "Smart Grid", Dissertation, Universität Hagen, 2011.
- Wind, J. 2007: Brennstoffzellenfahrzeuge bei DaimlerChrysler, F-Cell Symposium, Stuttgart, 25.09.2007.
- Wohlfahrt-Mehrens, M. 2008: Material Aspects on Safety of Li-Ion Batteries, Presentation at 11th UECT - Ulmer ElectroChemical Talks Battery Tutorial, Ulm, 2008.
- Wohlfahrt-Mehrens, M. 2010: Lithium ion batteries: battery materials and ageing processes. Proceedings Kraftwerk Batterie, Mainz, 1.-2. Februar 2010.
- Wüchner, E. 2007: Wasserstoff – Kraftstoff für Brennstoffzellenfahrzeuge. Forum Zukunftstechnologien, 5. Juli 2007.
- Young, Douglas (1997): Charging ahead. electric-vehicle charging stations popping up all over <http://www.thefreelibrary.com/Charging+ahead:+electric-vehicle+charging+stations+popping+up+all...-a019707503>.
- Yudan, Amit (2009): Wir halten was wir versprechen. HZwei, Interview:2, Oktober 2009.
- Zimmer et al. 2011: Zimmer, W., Buchert, M., Dittrich, S., Hacker, F., Harthan, R., Hermann, H., Jenzeit, W., Kasten, P., Loreck, C., Götz, K., Sunderer, G., Birzle-Harder, B. und Deffner, J.: OPTUM: Optimierung der Umweltentlastungspotenziale von Elektrofahrzeugen - Integrierte Betrachtung von Fahrzeugnutzung und Energiewirtschaft. Öko-Institut e. V.; Institut für sozial-ökologische Forschung, Berlin. Online: <http://www.oeko.de/oekodoc/1342/2011-004-de.pdf> (01.02.2012).

10 Abkürzungsverzeichnis

\$	US-Dollar
a	Jahr
AC	alternating current (Wechselstrom)
AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen
ARTEMIS	Assessment and Reliability of Transport Emission Models and Inventory Systems (EU-Projekt)
bbf	Barrel
BEV	battery electric vehicle (Vollelektrofahrzeug)
BHKW	Blockheizkraftwerk
BIP	Brutto-Inlandsprodukt
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine (GuD-Kraftwerk)
CCS	Carbon Capture and Storage (CO ₂ -Abscheidung und -Speicherung)
cd	charge depleting – rein elektrisches Fahren
CH ₄	Methan
CL	controlled loading (gesteuertes Laden)
CNG	Compressed Natural Gas (komprimiertes Erdgas)
CO ₂ , CO ₂ -äq	Kohlenstoffdioxid, CO ₂ -Äquivalent
cs	charge sustaining – im verbrennungsmotorischen bzw. Hybridbetrieb
CSP	Concentrating Solar Power (solarthermisches Kraftwerk)
ct	(Euro-)Cent
DC	direct current (Gleichstrom)
dena	Deutsche Energie-Agentur
DL	Dienstleister
DLR FK	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Institut für Fahrzeugkonzepte
DLR TT	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Institut für Technische Thermodynamik
EE	erneuerbare Energie
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
E-Fzg. / EFZ	Elektrofahrzeug
EJ	Exajoule = 10 ¹⁸ Joule
el	elektrisch
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EREV	extended range electric vehicle (Hybrid mit Range-Extender)
EU	Europäische Union
EUR, €	Euro
EV	electric vehicles (Elektrofahrzeuge)
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FCV	Brennstoffzellenfahrzeug (fuel cell vehicle)
FGH	Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V.
FhG ISE	Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme
FKLG	Freikolbenlineargenerator
Fzg.-km, Fkm	Fahrzeugkilometer
GGLP	gemischt ganzzahliges lineares Programm
GJ	Giga-Joule (10 ⁹ Joule)
GKK	Gleichstromkurzkupplung
GuD	Gas- und Dampfturbine
GW	Giga-Watt (10 ⁹ Watt)

h	Stunde
η	eta (Wirkungsgrad)
H ₂	Wasserstoff
HCCI	Homogene Kompressionszündung (Homogeneous Charge Compression Ignition)
HGÜ	Hochspannungsgleichstromübertragung
IEC	International Electrotechnical Commission (internationale Normungsorganisation im Bereich der Elektrotechnik und Elektronik)
IGBT	Bipolartransistor mit isolierter Gate-Elektrode
IfHT	Institut für Hochspannungstechnik der RWTH Aachen
IKT	Informations- & Kommunikationstechnik
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
Krad	Krafträder
kV	Kilo-Volt
KW	Kraftwerk
kWh	Kilo-Wattstunde (= 1000 Wattstunden)
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWK-G	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
mA _h g ⁻¹	Milliamperestunde pro Gramm
MED-CSP	Concentrating Solar Power for the Mediterranean Region
MiD	Mobilität in Deutschland (Studie)
MINT	Mathematik, Informatik, Naturwissenschaft Technik
Mio.	Million
MJ	Mega-Joule (10 ⁶ Joule)
Mrd.	Milliarde
MVA	Megavoltampere (10 ⁶ VA)
MW	Megawatt (10 ⁶ Watt)
NEEDS	New Energy Externalities Development for Sustainability
NEFZ	Neuer Europäischer Fahrzyklus
NMC	Nickel-Mangan-Cobalt
NPE	Nationale Plattform Elektromobilität
NRC	National Research Council
NS/MS/HöS/HS	Nieder-, Mittel-, Höchst- und Hochspannung
NTC	Netztransferkapazität
OEM	Original Equipment Manufacturer (Markenproduzent)
ORC	Organic Rankine Cycle
ÖPNV	öffentlicher Personen-Nahverkehr
PHEV	Plug-in Hybrid Electric Vehicle (plug-in-hybrid-elektrisches Fahrzeug)
PJ	Petajoule (10 ¹⁵ Joule)
pkm	Personen-Kilometer
PKW	Personenkraftwagen
PTDF	Power Transfer Distribution Factors
PV	Photovoltaik
REMIX	Sustainable Renewable Energy Mix for Europe (Modell DLR)
SDL	Systemdienstleistung
SOC	State of Charge, Kennwort für den Beladungszustand einer Batterie
t	Tonne
th	thermisch
tkm	Tonnen-Kilometer
TCO	Total Cost of Ownership
TJ	Tera-Joule (10 ¹² Joule)
TRANS-CSP	Trans-Mediterranean Interconnection for Concentrating Solar Power

TWh	Tera-Wattstunden (10^{12} Wattstunden)
u. a.	und andere
UL	uncontrolled loading (ungesteuertes Laden)
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
V2G	Vehicle-to-Grid, bidirektionale Ladesteuerung
VECTOR21	Vehicle Technologies Scenario Model (Modell DLR)
VSC	Voltage Source Converter
WBGU	Wissenschaftlicher Beirat Globale Umweltveränderungen