

## **MKS-Studie**

# **Analyse von Herausforderungen und Synergiepotenzialen beim Zusammenspiel von Verkehrs- und Stromsektor**

im Rahmen der  
**Wissenschaftlichen Begleitung, Unterstützung und Beratung des BMVI in den Bereichen Verkehr und Mobilität mit besonderem Fokus auf Kraftstoffen und Antriebstechnologien sowie Energie und Klima**

im Auftrag des

**Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI)**

AZ Z14/SeV/288.3/1179/UI40, Ausschreibung vom 19.12.2011

Hauptauftragnehmer:

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR)

Institut für Verkehrsforschung

Rutherfordstraße 2, 12489 Berlin

Tel.: 030 67055-221, Fax: -283

im Unterauftrag:

ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH

Wilckensstraße 3, 69120 Heidelberg

Tel.: 06221 4767-35

Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST)

Daimlerstraße 15, 85521 München/Ottobrunn

Tel.: 089 608110-36

Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH (DBFZ)

Torgauer Straße 116, 04347 Leipzig

Tel.: 0341 2434-423

Autoren:

P. Schmidt, T. Raksha (LBST)

J. Jöhrens, U. Lambrecht (IFEU)

N. Gerhardt, M. Jentsch (IWES)

**München, Heidelberg, Kassel, April 2016**



# Inhaltsverzeichnis

1	Zusammenfassung .....	11
2	Einleitung.....	20
3	Charakterisierung der Stromnachfragen aus dem Verkehr .....	21
3.1	Vorgehen.....	21
3.2	Direkte Stromnachfrage durch Fahrzeuge .....	21
3.2.1	Batterie-Pkw (Normalladung) .....	22
3.2.2	Batterie-Pkw (Schnellladung) .....	26
3.2.3	Elektrischer Straßengüterfernverkehr.....	29
3.2.4	Elektrische Busse.....	32
3.2.5	Elektrischer Schienenverkehr.....	37
3.3	Erzeugung strombasierter Kraftstoffe .....	38
3.3.1	Wasserstoff aus erneuerbarem Strom für FCEV .....	39
3.3.2	Methan synthetisiert aus erneuerbarem Strom (ggf. verflüssigt) für ICE.....	43
3.4	Fazit .....	44
4	Charakterisierung des Stromversorgungssystems.....	47
4.1	Darstellung der aktuellen Situation im Stromsektor.....	47
4.1.1	Stromerzeugung und Stromverbrauch.....	47
4.1.2	Stromtransport und Stromverteilung.....	49
4.1.3	Stromversorgungssicherheit und Systemdienstleistungen.....	52
4.1.4	Markt für Systemdienstleistungen in Deutschland .....	58
4.2	Entwicklungslinien im Stromsektor .....	60
4.2.1	Stromerzeugung und Stromnachfrage.....	60
4.2.2	Netzrestriktionen beim Stromtransport und Stromverteilung.....	62
4.2.3	Stromversorgungssicherheit und Systemdienstleistungen – Perspektiven .....	64
4.2.4	Markt für Systemdienstleistungen – Perspektiven .....	66
4.3	Fazit .....	68
5	Synergien durch Sektorenkopplung von Verkehr und Strom.....	69
5.1	Batterie- und Oberleitungs-Elektrofahrzeuge .....	69
5.1.1	Verteilung der zusätzlichen Stromnachfrage im Stromnetz .....	69
5.1.2	Gesteuertes Laden und Bereitstellung von Regelleistung .....	70
5.1.3	Spannungshaltung durch Bereitstellung von Blindleistung .....	73
5.1.4	Notstromversorgung und Schwarzstartfähigkeit .....	74
5.1.5	Wirtschaftlichkeit von Lademanagement und SDL .....	74
5.1.6	Optimierung des Eigenverbrauchs von PV-Strom .....	77
5.1.7	Synergien in Bezug auf den Schienenverkehr.....	79
5.2	Strombasierte Kraftstoffe .....	81
5.2.1	PtG-Infrastrukturkonzepte und Netzimplikationen.....	81
5.2.2	PtG zur Entlastung der Netze.....	82
5.2.3	Deckung des Speicherbedarfs .....	83
5.2.4	Bereitstellung von gesicherter Leistung.....	85
5.2.5	Bereitstellung von Systemdienstleistungen (SDL) .....	86
5.2.6	Wasserstoff in Raffinerien .....	88

5.2.7	Aussagen zur Wirtschaftlichkeit.....	90
5.3	Fazit .....	93
6	Szenarien für Sektorenkopplung in Deutschland .....	97
6.1	Grundlagen der Szenarien für den Straßenverkehr .....	97
6.1.1	Fahrleistungen und Transportleistungen .....	99
6.1.2	Energieverbräuche der alternativen Antriebstechnologien.....	102
6.1.3	Resultierender Energiebedarf des Verkehrssektors .....	104
6.2	Grundlagen der Szenarien für die Stromerzeugung .....	104
6.3	Methodik für die Modellierung des Gesamtsystems.....	108
6.4	Ergebnisse der Szenarienrechnungen.....	111
6.4.1	Interaktion Strom-Verkehr 2025/2035.....	111
6.4.2	Interaktion Strom-Verkehr 2050 .....	117
6.5	Fazit .....	128
7	Schlussfolgerungen, Empfehlungen und Forschungsbedarfe .....	131
	Literaturverzeichnis .....	140

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Gegenläufiger Zusammenhang zwischen Effizienz und Systemdienlichkeit verschiedener Kraftstoffe/Antriebe (illustrativ) .....	14
Abbildung 2:	Herausforderungen und Lösungsoptionen bei der Integration von Verkehrs- und Stromsektor .....	18
Abbildung 3:	Typischer Lastgang eines Vierpersonenhaushalts mit Elektrofahrzeug am Beispiel der Modellregion München (Quelle: [FfE 2011]) .....	23
Abbildung 4:	Einfluss der Ladeleistung auf die Netzbelastung (Quelle: [IFHT 2013]) .....	23
Abbildung 5:	Exemplarische Lastprofile für Ladung nur zu Hause (oben) sowie Ladung sowohl zu Hause als auch am Arbeitsplatz (unten). Max. Ladeleistung: 3,7 kW .....	26
Abbildung 6:	Leistungsbedarf einer Schnellladestation an einer typischen Autobahn (mit angedeuteten statistischen Unsicherheiten) .....	28
Abbildung 7:	Derzeitiger Ausbaustand (März 2015) der öffentlichen DC-Schnellladeinfrastruktur in Deutschland (Quelle: LEMnet Europe e.V. – www.lemnet.org) .....	29
Abbildung 8:	Durchschnittliche Verkehrsmenge der Lkw > 3,5 t zGG mit Anhänger und Sattelzüge auf Bundesautobahnen [IWES et al. 2015] .....	30
Abbildung 9:	Leistungsbedarf eines Unterwerks für elektrische Lkw an einer typischen Autobahn bei voll ausgebautem OH-Lkw-System (mit angedeuteten statistischen Unsicherheiten) .....	31
Abbildung 10:	Leistungsflüsse beim Haltestellen-Pulsladen (300 kW mittlere Ladeleistung) sowie Ladezustand des 4 kWh-Zwischenspeichers (auf Grundlage des in Tabelle 6 dargestellten Fahrplans) .....	37
Abbildung 11:	Leistungsbedarf der Wasserstofftankstelle (100 FCEV/Tag, Energiebedarf 23 MWh <sub>el</sub> /Tag, Wasserstoffumsatz 400 kg/Tag); ohne Speicher an der Tankstelle .....	41
Abbildung 12:	Exemplarische Auslegung eines Wasserstoffspeichers zur Integration von PV-Strom und Deckung des Tankstellenbedarfs (100 FCEV/Tag); die Elektrolyse ( $P_{inst.} = 2.650 \text{ kW}_{el}$ ) folgt dem PV-Angebot; der H <sub>2</sub> -Speicher (160 kg H <sub>2</sub> ) hält den Kraftstoff vor .....	42
Abbildung 13:	Exemplarische Auslegung eines Wasserstoffspeichers zur Deckung des Tankstellenbedarfs (100 FCEV/Tag) bei stetiger Leistungsaufnahme aus dem Netz: Elektrolyseleistung $P_{inst.} = 1.050 \text{ kW}_{el}$ und 72 kg-H <sub>2</sub> -Speicher .....	42
Abbildung 14:	Effizienz, Speicherdichte und Wirkungsgrad verschiedener Kraftstoffe/Antriebe (illustrativ) .....	46
Abbildung 15:	Entwicklung der Stromerzeugung in Deutschland .....	47
Abbildung 16:	Installierte elektrische Erzeugungsleistung (Netto-Nennleistung) .....	48
Abbildung 17:	Investitionen für die Netzinfrastruktur der VNB und der ÜNB seit 1998 .....	51
Abbildung 18:	Systematik der Leistungsbilanz; LBST nach Daten von [ÜNB 2014] .....	53
Abbildung 19:	Jährliche Kosten der Systemdienstleistungen (Balken mit linker Skala) versus Investitionen der ÜNB für Maßnahmen zum Netzneubau, Netzoptimierung und Netzverstärkung (Linie mit rechter Skala) [BNA 2014] .....	59

Abbildung 20:	Entwicklung installierter Leistungen erneuerbarer Energien in Deutschland.....	60
Abbildung 21:	Entwicklung der Stromnachfrage 2010-2050 (LBST basierend auf Daten [Öko-Institut 2014], [DLR et al. 2014a], IWES – siehe Kapitel 6).....	61
Abbildung 22:	Beiträge durch Systemdienstleistungen (Bezugsrahmen: USA) im Rahmen einer Jahresvollkostenrechnung von BEV und ICE Fahrzeugen (entnommen aus [Bradley 2013]) .....	77
Abbildung 23:	Exemplarische Darstellung von Lastschwankungen im Bahnstromnetz im Minutenbereich und Einsatz der Sekundärregelung (eigene Abbildung nach [IWES 2011]) .....	80
Abbildung 24:	Entwicklung der installierten und der gesicherten Leistung sowie der Last im Zeitablauf unter der Berücksichtigung verkehrlicher Stromnachfrage (schematische Darstellung).....	86
Abbildung 25:	Beispiel für einen netzdienlichen Elektrolysebetrieb zur Erbringung von positiver und negativer Regelleistung (LBST nach [Tremel 2014]) .....	87
Abbildung 26:	Einsatz von Wasserstoff aus internen sowie externen Quellen in Erdölraffinerien.....	88
Abbildung 27:	Entwicklung der Stromsystemkosten mit und ohne Windgas [Greenpeace 2015] .....	92
Abbildung 28:	Entwicklung der Neuzulassungen bis 2050 in den Szenarien.....	101
Abbildung 29:	Anteil Fahr- und Transportleistung je Antriebskonzept und Energieträger 2050 .....	102
Abbildung 30:	Installierte Leistungen der Stromerzeugung (GW).....	106
Abbildung 31:	Inländische Stromerzeugung und –verbrauch .....	106
Abbildung 32:	Räumliche Verteilung von Windenergieanlagen auf die Bundesländer für 2012 sowie zwei mögliche Szenarien für 2050 (138 GW und 226 GW Windleistung gesamt) [IWES 2014].....	108
Abbildung 33:	Ladeverhalten und EE-Einspeisung PV-reiche Tage 2025.....	114
Abbildung 34:	Ladeverhalten und EE-Einspeisung windreiche Tage 2025.....	114
Abbildung 35:	Ladeverhalten und EE-Einspeisung PV-reiche Tage 2035.....	115
Abbildung 36:	Ladeverhalten und EE-Einspeisung windreiche Tage 2035.....	115
Abbildung 37:	Stromerzeugung und Stromverbrauch für zwei 80 %-THG-Reduktionszenarien für Deutschland mit unterschiedlichen Annahmen für den Verkehrssektor: a) BEV/O und b) H <sub>2</sub> -FCEV.....	119
Abbildung 38:	Ladeverhalten und EE-Einspeisung PV-reichen Tage 2050 (Wasserstoffszenario) .....	122
Abbildung 39:	Ladeverhalten und EE-Einspeisung windreiche Tage 2050 (Wasserstoffszenario) .....	122
Abbildung 40:	Lastdeckung bei besonders geringer EE-Einspeisung für eine Situation im Winter (oben) und im Sommer (unten) .....	124
Abbildung 41:	Netzseitige Eingriffe in den Einsatz von netzseitig optimal (PtG opt) und räumlich gleichmäßig (PtG eq) verteilten PtG-Anlagen im 85 %-EE-Szenario aus [Jentsch 2014] .....	126
Abbildung 42:	Zusammenfassung der Beispielszenarien für 2050.....	129
Abbildung 43:	Herausforderungen und Lösungsoptionen bei der Integration von	

	Verkehrs- und Stromsektor .....	134
Abbildung 44:	BEV/O-Szenario mit 80 % THG-Minderung (links) versus erste Abschätzungen für ein BEV/O/PtG/PtL-Szenario mit 95 % THG-Minderung (rechts) im Jahr 2050.....	136
Abbildung 45:	Transportierbarkeit und Systembeitrag von Strom und PtX-Kraftstoffen..	138

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Charakteristika der Stromnachfrage durch Batteriefahrzeuge mit Normalladung.....	24
Tabelle 2:	Charakteristika der Stromnachfrage durch Batteriefahrzeuge mit DC-Schnellladung .....	27
Tabelle 3:	Charakteristika der Stromnachfrage durch Oberleitungs-Hybrid-Lkw .....	30
Tabelle 4:	Charakteristika der Stromnachfrage durch Elektrobusse (große Batterie, Ladung über Nacht) .....	34
Tabelle 5:	Charakteristika der Stromnachfrage bei Gelegenheitsladen von Elektrobusen (kleine Batterie, hohe Ladeleistung).....	35
Tabelle 6:	Exemplarischer Abfahrtsplan im Berufsverkehr .....	36
Tabelle 7:	Charakteristika der Stromnachfrage durch den Schienenverkehr (Betrachtung eines Unterwerks) .....	38
Tabelle 8:	Steckbrief Wasserstoffnachfrage durch Brennstoffzellenfahrzeuge .....	40
Tabelle 9:	Steckbrief Methansynthese für Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor .....	44
Tabelle 10:	Netzstrukturdaten Strom 2013 [BNA 2014] .....	49
Tabelle 11:	Systemdienstleistungen heute (LBST basierend auf [dena 2014]) .....	55
Tabelle 12:	Produktmerkmale der in Deutschland am Regelleistungsmarkt gehandelten Produkte ([dena 2014], BNetzA, www.regelleistung.net).....	58
Tabelle 13:	Einflüsse auf wichtige Batterieparameter .....	71
Tabelle 14:	Technische Potenziale neuer Stromnachfrager aus dem Verkehrssektor zur Erbringung von Systemdienstleistungen.....	96
Tabelle 15:	Wesentliche Charakteristika der Verkehrsszenarien „BEV/O“ und „H <sub>2</sub> -FCEV“ (Betrachtungsjahr 2050) .....	98
Tabelle 16:	Verkehrsleistungen in den betrachteten Szenarien .....	100
Tabelle 17:	Spezifischer Endenergiebedarf bei Pkw und LNF in kWh je Fzg-km .....	102
Tabelle 18:	Annahmen zur Verfügbarkeit von Ladeinfrastruktur (Quelle: [ewi 2010]) .	103
Tabelle 19:	Strom- bzw. H <sub>2</sub> -Verbrauch der Schweren Nutzfahrzeuge nach Fahrzeugkonzept [MJ/km].....	103
Tabelle 20:	Endenergieverbrauch des Straßenverkehrs in den betrachteten Szenarien BEV/O und H <sub>2</sub> -FCEV (auf Basis von Interaktion SWV).....	104
Tabelle 21:	EE-Anteile der Stromerzeugung sowie des Strombezugs durch BEV und PHEV .....	116
Tabelle 22:	Flexibilität durch stationäre Speicher in den Zielszenarien .....	120
Tabelle 23:	Strombezug durch gesteuertes Laden von BEV, PHEV und Elektrolysesysteme für den Verkehrssektor (in % des mittleren täglichen Strombezugs) .....	121
Tabelle 24:	Transportleistung und Energiedichte von EE-Strom und PtX-Kraftstoffen im Vergleich (Quelle: LBST).....	137

## Abkürzungsverzeichnis

€/kg <sub>H<sub>2</sub></sub>	Euro pro Kilogramm Wasserstoff
AbLaV	Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BEV	Battery Electric Vehicle (Batteriefahrzeug)
BHKW	Blockheizkraftwerk
BNetzA	Bundesnetzagentur
CGH <sub>2</sub>	Compressed Gaseous Hydrogen (Druckwasserstoff)
CH <sub>4</sub>	Methan
CNG	Compressed Natural Gas (Druckerdgas)
CO <sub>2</sub>	Kohlendioxid
DEA	dezentrale Erzeugungsanlagen
DR	Demand Response
DSM	Demand Side Managment
E-CH <sub>4</sub>	Methan hergestellt aus Strom
EE	Erneuerbare Energien
EE-CH <sub>4</sub>	Methan hergestellt aus erneuerbarem Strom
EE-H <sub>2</sub>	Wasserstoff hergestellt aus erneuerbarem Strom
E-H <sub>2</sub>	Wasserstoff hergestellt aus Strom
EnLAG	Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FCEV	Fuel Cell Electric Vehicle (Brennstoffzellenfahrzeug)
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GuD	Gas- und Dampfkraftwerk
GWh	Gigawattstunde (= 1 Million kWh)
H <sub>2</sub>	Hydrogen (Wasserstoff)
HGÜ	Hochspannungsgleichstromübertragung
H <sub>i</sub>	Unterer Heizwert
HO-D	Oberleitungs-Dieselhybridfahrzeug
HS	Hochspannung
i.N.	Im Normalzustand
ICE	Internal Combustion Engine Vehicle (Fahrzeug mit Verbrennungsmotor)
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologien
km	Kilometer
KW	Kraftwerk

kWh	Kilowattstunde (Energieeinheit)
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LNG	Liquefied Natural Gas (verflüssigtes Erdgas/Methan)
MKS	Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie
MRL	Minutenregelleistung (Minutenreserve)
MS	Mittelspannung
MWh	Megawattstunde (= 1000 kWh)
N <sub>2</sub> O	Lachgas
NEP	Netzentwicklungsplan
Nm <sup>3</sup>	Normkubikmeter
NMVOG	Non-methane volatile organic compounds (flüchtige organische Verbindungen, ohne Methan)
NO <sub>x</sub>	Stickoxide
NS	Niederspannung
O	Oberleitung
O-NEP	Offshore-Netzentwicklungsplan
PEM	Polymer-Membran-Elektrolyse
PHEV	Plug-in hybrid-electric vehicle
PHEV-D	Plug-in diesel hybrid-electric vehicle
PRL	Primärregelleistung
PtG	Power-to-Gas (z.B. Wasserstoff, Methan)
PtL	Power-to-Liquids (z.B. Benzin, Kerosin, Diesel)
PV	Photovoltaik
RL	Regelleistung
RONT	regelbarer Ortsnetztransformator
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SDL	Systemdienstleistung(en)
SRL	Sekundärregelleistung
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
t	Tonne
THG	Treibhausgas
TWh	Terawattstunde (= 1 Milliarde kWh)
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber
vol%	Volumenprozentanteil
WtT/WtW	Bezogen auf "Well-to-Tank" (Quelle zum Tank) bzw. "Well-to-Wheel" (Quelle zum Rad)
zGG	zulässiges Gesamtgewicht

# 1 Zusammenfassung

Die vorliegende Synergien-Studie wurde im Rahmen der Wissenschaftlichen Begleitung zur Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie der Bundesregierung (MKS) im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) im Zeitraum 2014 – 2016 erstellt.

## Hintergrund, Zielstellung und Vorgehen

Mit dem langfristigen Ziel eines vollständigen Ersatzes fossiler und nuklearer Energieträger hat Deutschland in einem ersten Schritt bis 2020 eine Minderungsverpflichtung von 40 % seiner Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 übernommen. Um das Ziel einer Reduzierung der Emissionen um 80 bis 95 % bis 2050 zu erreichen, sind zusätzliche Maßnahmen auf Seiten der Energiebereitstellung und einer effizienten Energienutzung notwendig. Der Verkehrssektor weist derzeit noch eine hohe Abhängigkeit von fossilen Energien auf und konnte seine Treibhausgasemissionen bisher nicht nachhaltig senken. Die Elektrifizierung des Verkehrs auf Basis erneuerbaren Stroms stellt daher einen zentralen Baustein für die Minderung der Treibhausgasemissionen im Gesamtsystem dar. Durch die Nutzung von elektrischer Energie in batterieelektrischen sowie oberleitungsgetriebenen Fahrzeugen<sup>1</sup> wie auch durch die Produktion strombasierter Kraftstoffe (Power-to-Gas PtG in Form von Wasserstoff und Methan, Power-to-Liquids PtL als synthetische flüssige kohlenwasserstoffbasierte Kraftstoffe) wird der Verkehrssektor mit dem Stromsektor in Zukunft immer stärker verknüpft werden. Eine möglicherweise wachsende Nachfrage der Schienenverkehre nach elektrischer Energie sowie neue Stromnachfrager aus dem Verkehrssektor stellen einerseits eine Herausforderung für die weitere Entwicklung des Stromsystems dar – insbesondere im Fall verhältnismäßig unflexibler Stromnachfrager, wie z.B. Schnellladestationen für Batteriefahrzeuge und dem Schienenverkehr. Andererseits eröffnen sich durch neue Verbraucher aus dem Verkehrssektor in zunehmendem Umfang auch Möglichkeiten, das gesamte Energiesystem durch eine geeignete Verzahnung von Erzeugung und Verbrauch zu optimieren – insbesondere durch eine stärkere Nutzung intermittierend einspeisender Energieerzeugungsanlagen (Wind, Sonne) zur Herstellung von PtG- und PtL-Kraftstoffen sowie durch entsprechendes Nachfragemanagement bei Batteriefahrzeugen.

Die Auswirkungen des erhöhten Strombedarfs und der spezifischen Nachfragecharakteristiken des Verkehrs auf das Stromversorgungssystem werden in der vorliegenden Studie untersucht. Hierzu werden zunächst die Charakteristika der einzelnen Stromnachfrager, die im Verkehrssektor zukünftig zu erwarten sind, entwickelt (Kapitel 3). Im nächsten Schritt wird ein Überblick über die aktuelle Situation des Stromsystems in Deutschland sowie über dessen Entwicklungsoptionen gegeben (Kapitel 4). Mögliche Synergien der Sektorenkopplung von Verkehr und Strom werden darauf aufbauend analysiert (Kapitel 5). In zwei Szenarien werden wichtige Aspekte für die Nutzung von

---

<sup>1</sup> Dies schließt eine stärkere Verkehrsverlagerung auf die Schiene mit ihrer etablierten Oberleitungstechnik sowie das derzeit in Entwicklung befindliche Konzept des Hybrid-Oberleitungs-Lkw ein. Die Potenziale des Hybrid-Oberleitungsbusses als effiziente Möglichkeit für die Nutzung erneuerbarer Energien im ÖPNV werden in einer separaten MKS-Studie detailliert untersucht.

Strom im Verkehrssektor für Deutschland ausgearbeitet und dargestellt (Kapitel 6). Abschließend werden Ergebnisse und Erkenntnisse dieser Studie zusammengefasst und ein Ausblick auf sich aus der Arbeit ergebende Forschungsfelder gegeben (Kapitel 7).

### **Erkenntnisse aus der Arbeit**

Mit der Substitution fossiler Kraftstoffe durch elektrische Energie sowie dem Einsatz von strombasierten Kraftstoffen im Verkehr (PtG in Form von Wasserstoff und Methan, PtL als synthetische flüssige Kraftstoffe) ist mit einer starken Zunahme der Stromnachfrage zu rechnen. Die für die Abdeckung der erhöhten Stromnachfrage des Verkehrs zusätzlich erforderlichen EE-Kapazitäten gehen über die meisten derzeit diskutierten EE-Ausbauszenarien deutlich hinaus. Dies hat Auswirkungen auf den Ausbaubedarf der Stromnetze sowie auf die zu deren sicherem und zuverlässigem Betrieb notwendigen Netzsystemdienstleistungen (insbesondere Frequenz- und Spannungshaltung). Netzsystemdienstleistungen werden heute überwiegend noch durch fossile Kraftwerke erbracht. EE-Anlagen und verkehrliche Stromnachfrager können und müssen dazu künftig ebenfalls beitragen, damit die zukünftig angestrebte annähernde Vollversorgung mit erneuerbarer Energie funktioniert. Hierfür liegen ausreichend technische Lösungsmöglichkeiten und -potenziale vor, die es erlauben, in einem auf erneuerbaren Energien basierten Stromerzeugungssystem das heutige Niveau der Systemstabilität auch zukünftig zu erhalten. Die zusätzlichen Stromverbraucher aus dem Verkehr können dazu maßgeblich beitragen, wie nachfolgend dargelegt wird.

Eine starke Durchdringung mit Batteriefahrzeugen, die Zunahme der Fahrleistungen elektrischer Schienenverkehre sowie die Vision von Oberleitungsfahrzeugen im Straßenverkehr („BEV/O“) würde aufgrund der hohen Antriebseffizienz eine insgesamt nur mäßige Erhöhung der Stromnachfrage in Deutschland<sup>2</sup> verursachen. Die dadurch generierte zusätzliche Stromnachfrage ist aber nicht gleichmäßig verteilt und kann ohne weitere Maßnahmen sowohl zu zeitlichen als auch zu örtlichen Überlastungen im Stromsystem führen. Auf der anderen Seite können Batterie- und hybridisierte Oberleitungsfahrzeuge in gewissem Umfang auf Fluktuationen der erneuerbaren Energieerzeugung reagieren. Exemplarisch kann dies am Beispiel elektrischer Linienbusse verdeutlicht werden: Als „Gelegenheitslader“ ausgelegte Busse, die ihre Traktionsbatterie an den Haltepunkten schnellladen, verursachen diese ein stark schwankendes Lastprofil, das gegebenenfalls durch lokale stationäre Batteriespeicher geglättet werden muss. Hybrid-Oberleitungsbusse hingegen, für die vor allem im Bereich großer Gelenkbusse auf hochfrequentierten Strecken eine gute Wirtschaftlichkeit erwartet wird, können die zum Laden der Traktionsbatterie abgenommene Leistung in gewissen Grenzen zeitlich verschieben und dem Energiesystem dadurch Flexibilität zur Verfügung stellen. Entscheidend für eine erfolgreiche EE-Integration im BEV/O-Bereich dürften über technische Anschlussregeln hinaus zum einen Anreize für die Verbraucher zum gesteuerten Laden sein, zum anderen die Preissensibilität der Verbraucher und daneben auch der aus der Umsetzung des gesteuerten Ladens resultierende Komfort aus Verbraucherperspektive. Bereits heute ist es beispielsweise möglich und

---

<sup>2</sup> Im Szenario „BEV/O“ dieser Studie (siehe Kapitel 6) entspricht der zusätzliche Strombedarf durch batterieelektrische und oberleitungsbetriebene Fahrzeuge etwa 24 % des heutigen deutschen Strombedarfs aller Sektoren.

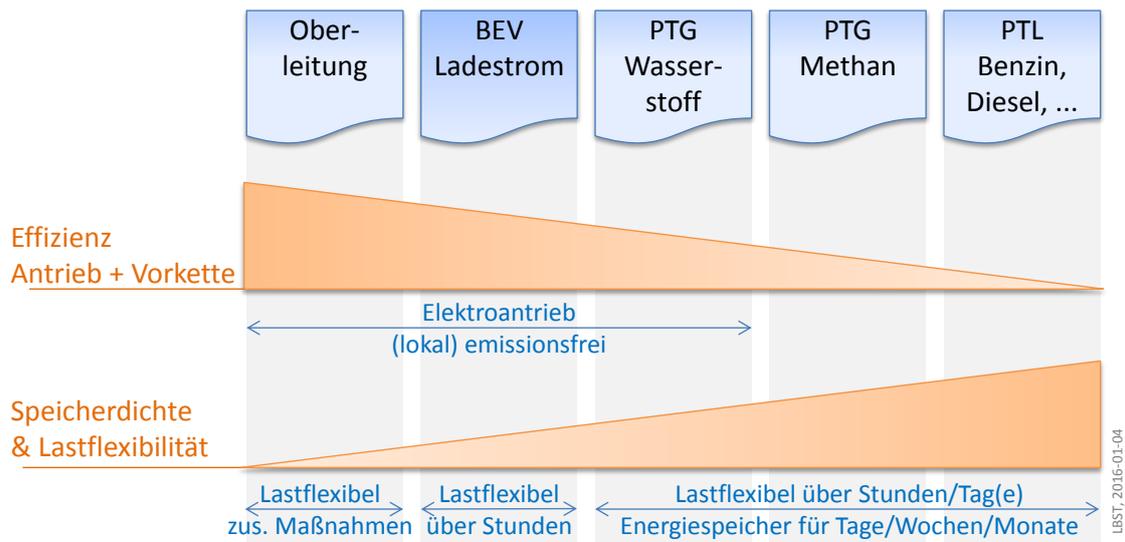
unter bestimmten Umständen auch wirtschaftlich sinnvoll, Elektroautos direkt mit vor Ort erzeugtem PV-Strom zu laden.

BEV/O-Fahrzeuge könnten zudem potenziell zur Deckung eines tendenziell wachsenden Bedarfs an Systemdienstleistungen beitragen, insbesondere durch Beiträge zur Blind- und Regelleistung im Minuten- bis Stundenbereich. Mit Blick auf die eher kleinen Einzelleistungen, die geographische Verteilung und probabilistische Verfügbarkeit von BEV-Flexibilitätsbeiträgen ist allerdings noch offen, welche Beiträge effizient und effektiv durch technische Anschlussregeln bzw. der Teilnahme an Regelleistungsmärkten gehoben werden können. Die technischen und regulatorischen Voraussetzungen sind in beiden Fällen heute noch nicht vollständig gegeben.

Die weitere Verlagerung von Teilen des Güterverkehrs von der Straße auf die Schiene birgt aufgrund der hohen Antriebseffizienz besonders hohe Potenziale zur Treibhausgasvermeidung, insbesondere wenn der Bahnstrom aus erneuerbaren Energien erzeugt wird. Vom Standpunkt der EE-Integration aus ist die Versorgung des Schienenverkehrs mit fluktuierendem EE-Strom allerdings auch besonders anspruchsvoll und erfordert voraussichtlich zusätzliche Investitionen in Betriebsmittel wie Speicher bzw. elektrische Kuppelstellen zum öffentlichen Stromnetz.

Bei der Erzeugung von strombasierten Kraftstoffen (PtG, PtL) sind verschiedene Nutzeneffekte für das Stromnetz denkbar. PtG- und PtL-Anlagen sind aufgrund ihrer möglichen flexiblen Betriebsweise dazu geeignet, Anforderungen an den Stromnetzausbau zu verringern. Außerdem können die gewonnenen speicherfähigen flüssigen oder gasförmigen Energieträger zur Stabilisierung des Stromsystems rückverstromt werden.

Die Analyse verkehrlicher Stromnachfrage zeigt, dass es bei den alternativen Kraftstoff-/Antriebssystemen einen gegenläufigen Zusammenhang zwischen der Energie-Effizienz (inklusive Vorkette), der Lastflexibilität und der Speicherbarkeit im Sinne einer „Systemdienlichkeit“ gibt, siehe nachfolgende Abbildung. Je effizienter das Kraftstoff-/Antriebssystem, desto härter ist die Kopplung zwischen Antrieb und Stromsystem (Oberleitung, BEV-Schnellladen). Je weicher die Kopplung und leichter die Speicherbarkeit (PtG, PtL), desto höher ist der Energiebedarf aufgrund der notwendigen Umwandlungsprozesse. In diesem Spannungsfeld stellt sich PtG-Wasserstoff als ein robuster Kompromiss dar und als einzige Option, die sowohl lokal emissionsfrei als auch für die Langfrist-speicherung von Energie geeignet ist.



**Abbildung 1: Gegenläufiger Zusammenhang zwischen Effizienz und Systemdienlichkeit verschiedener Kraftstoffe/Antriebe (illustrativ)**

Unabhängig von der technologischen Entwicklung im Verkehrssektor wird ein zukünftiges Stromsystem mit sehr hohen Anteilen erneuerbarer Energien auf Langzeitspeicher angewiesen sein. Der Verkehrssektor kann hier durch die verstärkte Ausbringung von EE-Anlagen und PtX-Anlagenkomponenten hinsichtlich Stückzahl und Anlagengröße zu weiteren Kostenreduktionen beitragen. Darüber hinaus können Stromspeicherbedarfe im Gesamtenergiesystem in Form chemischer Energieträger günstiger an Standorten für die Produktion von strombasierten Kraftstoffen realisiert werden (zu Grenzkosten, da diese Anlagen auf jeden Fall für alternative Kraftstoffe für den Verkehr gebaut werden müssen). Langfristig können PtX nicht nur im Verkehrssektor, sondern auch im Strom- sowie im Gassektor oder in der Industrie eingesetzt werden. Die durch diese Synergieeffekte weiteren Erlöspotenziale könnten die Wirtschaftlichkeit je nach Nutzungsart, Auslastung und Dimensionierung deutlich verbessern.

Die Betrachtung von drei exemplarischen Entwicklungen des Straßenverkehrs im Kontext des europäischen Energieversorgungssystems (Kapitel 6) hat nochmals verdeutlicht, dass ein Erreichen eines Zielszenarios mit **80 %<sub>1990</sub> THG-Reduktion** bis 2050 über alle Sektoren umfangreiche Änderungen in allen Bereichen des Energiesystems erfordert. So bewegt sich der zusätzliche Strombedarf aus dem Verkehrssektor je nach Kraftstoff-/Antriebs-Szenario zwischen etwa 150 („BEV/O“) und 240 TWh/a („H<sub>2</sub>-FCEV“). Das Szenario mit einem geringeren Strombedarf setzt überwiegend auf die direkte Nutzung von Strom in batterieelektrischen Fahrzeugen und einem oberleitungsgebundenen Güterverkehr („BEV/O“). Höhere Strombedarfe ergeben sich bei einem umfassenden Einsatz strombasierter chemischer Energieträger im H<sub>2</sub>-FCEV Szenario. Die verkehrliche Stromnachfrage entspricht dabei in der Größenordnung ein Viertel bis zur Hälfte des heutigen Stromverbrauchs in Deutschland. Im Falle eines **THG-Reduktionsziels um 95 %<sub>1990</sub>** bis 2050 geht die verkehrliche Stromnachfrage bereits in die Größenordnung der heutigen Gesamtstromnachfrage, da zunehmend PtX-Energieträger zur Stabilisierung des Stromsystems zum Einsatz kommen.

Mit den hohen verkehrlichen Stromnachfragen verbunden sind höhere EE-Ausbau- und Flächenbedarfe sowie Maßnahmen zur Integration von fluktuierendem erneuerbarem Strom. Die für Deutschland stundenscharf durchgeführten Modellrechnungen zeigen, dass im Gegensatz zur direkten Stromnutzung die räumlich und zeitlich flexible Herstellung sowie gute Speicherbarkeit von strombasierten chemischen Energieträgern ein erhöhtes Flexibilitätspotenzial für das Gesamtsystem zur Verfügung stellt.

## Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen

Der Verkehr stellt potenziell einen in relevanten Teilen flexibilisierbaren Stromnachfrager dar, der entscheidend dazu beitragen kann, Angebot und Nachfrage in einem auf erneuerbaren Energien basierenden Stromsystem in Einklang zu bringen und die zum Betrieb der Netze nötigen Systemdienstleistungen zu erbringen. Wichtige potenzielle Beiträge des Verkehrs zur Energiewende sind:

- **Integration kurzfristiger EE-Einspeisespitzen** durch gesteuertes Laden von Batteriefahrzeugen
- **Flexibilisierung der Stromnachfrage** durch flexible Kraftstoffproduktion von Wasserstoff, Methan oder synthetischer Flüssigkraftstoffe
- Bereitstellung von **Regelleistung** zur Stabilisierung des Stromsystems durch Batteriefahrzeuge, PtG- und PtL-Anlagen
- Bereitstellung von **Blindleistung** (prinzipiell bei allen Anlagen möglich, die über einen Wechselrichter mit dem Stromnetz verbunden sind)
- Bereitstellung von „**schwarzstartfähiger**“ **Leistung** zur Wiederherstellung der Versorgung nach einem Stromausfall
- **Verringerung des Stromnetzausbaubedarfs** durch intelligente Kopplung von Strom- und Gasnetzen sowie Infrastrukturen für Flüssigkraftstoffe
- Bereitstellung **gesicherter Leistung** durch Rückverstromung von PtG/PtL im Bedarfsfall
- **Ermöglichung von Skaleneffekten** durch eine breite Einführung von PtG und PtL zur Erzeugung von strombasierten Kraftstoffen, die auch die Dekarbonisierung von Chemie- und Wärmesektoren begünstigen können.

Die Szenarienanalysen in Kapitel 6 haben verdeutlicht, dass eine **80 %-ige Reduktion der Treibhausgasemissionen** für das Jahr 2050 sowohl mit einem weitgehend direktstrombasierten („BEV/O“) als auch mit einem in wesentlichen Teilen wasserstoffbasierten Verkehrssektor („H<sub>2</sub>-FCEV“) möglich ist. Beide Pfade haben ihre Vor- und Nachteile: Bei BEV/O ist die kumulierte Stromnachfrage und damit der EE-Ausbaubedarf aufgrund höherer Gesamteffizienz geringer, dafür ergibt sich hier ein höherer Ausbaubedarf bei den Stromnetzen sowie der Oberleitungsinfrastruktur. Damit die Versorgungssicherheit zu jedem Zeitpunkt im Jahr gegeben ist, werden darüber hinaus Stromspeicher benötigt. Wie hoch der **Speicherbedarf** ausfällt, hängt stark von den getroffenen Annahmen ab. In einem theoretisch ungünstigsten Fall (worst case bei angenommener Nullflexibilität von BEV-/PHEV-Ladevorgängen) bedarf es hierfür knapp 43 GW stationäre Batteriespeicher. In der BEV/O Basisrechnung (60 % der BEV/PHEV können flexibel laden) bedarf es noch 32 GW Batteriespeicher. Zum Vergleich, deutschlandweit sind derzeit in etwa 0,15 GW Batteriespeicher installiert.

Das H<sub>2</sub>-FCEV weist demgegenüber eine höhere kumulierte Stromnachfrage auf, hat jedoch Vorteile bei der Integration von fluktuierendem erneuerbarem Strom sowie geringere Bedarfe an stationären Stromspeichern (22 GW Batteriespeicher in „H<sub>2</sub>-FCEV“). Wird für das Jahr 2050 ein THG-Minderungsziel von -95 % angestrebt – gegenüber -80 % im Basisfall der Beispielszenarien – so können diese zusätzlichen Speicherbedarfe noch höher ausfallen.

Welche Konsequenzen auf den **Netzausbaubedarf** eine unvorteilhafte Kombination aus EE-Produktion und verkehrlicher Stromverbrauch im schlimmsten Fall hat, zeigt ein theoretisches Gedankenmodell: Für das BEV/O bzw. H<sub>2</sub>-FCEV Szenario wären entweder 3 bzw. 4 HGÜ-Freileitungstrassen oder 4 bzw. 8 HGÜ-Kabeltrassen – oder Kombinationen daraus – notwendig, wenn man annimmt, dass die verkehrlichen Strombedarfe von Baden-Württemberg und Bayern sollten vollständig mit Offshore Windstrom aus Norddeutschland gedeckt werden. Würde der im Szenario H<sub>2</sub>-FCEV benötigte Wasserstoff direkt am Ort der EE-Stromerzeugung im Norden produziert und mittels einer Wasserstoffpipeline nach Süden transportiert werden, reicht bereits eine einzelne Wasserstoffpipeline sowie eine HGÜ für die direkten Stromnachfrager im Verkehr aus.

Für eine **Reduktion der Treibhausgasemissionen um 95 %<sub>1990</sub>** ist aus zwei Gründen ein verstärkter Einsatz von PtX-Kraftstoffen im Verkehr notwendig: zum einen, um auch Verkehre mit hohen Leistungsanforderungen bedienen zu können, die aus heutiger Sicht technisch auch in Zukunft auf Gas- oder Flüssigkraftstoffe angewiesen sein werden, wie z.B. Flugzeuge; zum anderen, da PtX-Kraftstoffe maßgeblich zur Stabilisierung des Stromsystems beitragen können. PtX-Kraftstoffen kommt damit langfristig eine Schlüsselrolle sowohl bei der Energiewende im Stromsystem als auch im Verkehr zu.

Werden Power-to-Liquid sowie Power-to-Methane Kraftstoffe verstärkt eingesetzt (Szenario „FVV + high“ [LBST 2016a], exkl. internationale Schiff- und Flugverkehre), ergibt sich für das betrachtete Zieljahr 2050 in Süddeutschland ein verkehrlicher Strombedarf von etwa 200 TWh. Müssten analog zum o.g. theoretischen Gedankenmodell („schlimmster Infrastrukturfall“) diese Strommengen übertragen werden, so wären hierfür 11 HGÜ-Freileitungstrassen oder 22 HGÜ-Kabeltrassen (bzw. Kombinationen daraus) notwendig. Eine Kombination aus einer Wasserstoffpipeline und 2 HGÜ-Freileitungstrassen wäre ebenso denkbar.

Hohe Treibhausgasminderungsziele (THG80, THG95) sind dabei mit hohen EE-Strombedarfen verbunden. Die Nutzung von sog. „**Überschussstrom**“ alleine reicht hierfür weder quantitativ noch aus wirtschaftlichen Gründen. Wenn erneuerbarem Strom im Verkehr eine tragende Rolle zukommen soll, ist ein **EE-Ausbau** über die derzeit formulierten Ziele hinaus notwendig – egal ob dieser im In- oder Ausland erfolgt – und die EE-Ausbauziele und Rahmenbedingungen sind entsprechend anzupassen, wie beispielsweise derzeit diskutiert mit dem Ausbaukorridor in der EEG-Novellierung für 2016. Wenn große Teile des Strom- und Verkehrssektors bis 2050 mit erneuerbarem Strom versorgt werden sollen, so werden hierfür jährliche EE-Ausbauraten auf dem Niveau der Jahre 2012 und 2013 benötigt.

Bei einem Gesamtstromverbrauch 2050 in Deutschland von ca. 800 TWh/a (THG80-Szenario „BEV/O“), 900 TWh/a (THG80-Szenario „H<sub>2</sub>-FCEV“) bis über 1000 TWh/a (THG95-Szenario) vis-à-vis konservativ ermittelten 1000 TWh/a an technischem EE-Stromerzeugungspotenzial in Deutschland<sup>3</sup>, stellt sich die Frage nach geeigneten Standorten für die Produktion / **Import** von erneuerbaren Strom respektive PtX-Kraftstoffen. Die hohe Energiedichte, leichte Transportierbarkeit und existierende Importinfrastrukturen in Verbindung mit hohen EE-Strompotenzialen und günstigen EE-Stromproduktionskosten in Ländern wie Nordafrika, Australien oder Patagonien, legen nach Meinung der Gutachter den Import von PtG-Methan und PtL nahe, insbesondere wenn es langfristig um die Bereitstellung sehr großer Energiemengen geht. Allerdings gibt es auch sehr gute Gründe, die für eine eher inländische Produktion von EE-Strom respektive PtX-Kraftstoffen sprechen. Dies bedarf einer gesellschaftlichen Diskussion und politischen Entscheidung, die sich bei sich ändernden gesellschaftlichen Randbedingungen nicht letztgültig beantwortet lässt.

Nach Meinung der Gutachter sollten Pilot- und Demonstrationsvorhaben für PtX-Projekte primär in Deutschland erfolgen aufgrund der Nähe zu relevanten F&E-Akteuren (Entwicklungszusammenarbeit und internationale Kooperation davon unbenommen). Mit Blick auf eine zentrale Fragestellung dieser Studie – Synergien – ist zu konstatieren, dass PtX-Anlagen in Deutschland als flexible Last wichtige Beiträge zur Stromnetzstabilisierung leisten können. Mit steigender Entfernung der Anlagenstandorte ist dies nur noch in geringem Umfang (EU) bis gar nicht mehr (interkontinental) gegeben.

Unterschiedliche Verkehrsszenarien führen zu durchaus signifikanten unterschiedlichen Rückwirkungen auf das gesamte Energieversorgungssystem. Den „einen“, gern in den gesellschaftlichen und wissenschaftlichen Energiewende-Diskussionen gewünschten „optimalen“ Weg gibt es nach Meinung der Gutachter nicht. Dazu ist die Zahl der plausiblen Handlungsoptionen und möglichen zukünftigen Entwicklungsrichtungen zu groß. Weitere Untersuchungen, die insbesondere die Netzinfrastruktur detailliert mit einbeziehen, die Kosten für die Umsetzung vollständig bilanzieren und zusätzlich Fragestellungen der Akzeptanz bzw. Umsetzbarkeit bewerten, können die Informationsbasis von Entscheidungen erhöhen.

Aufgrund der Komplexität ist nicht zu erwarten, dass zu einem bestimmten Zeitpunkt eine explizite Entscheidung für das eine oder andere oder gar ganz andere Szenario getroffen werden kann. Vielmehr wird sich dies anhand der weiteren technologischen Entwicklung sowie der Verbraucherakzeptanz und insbesondere den politischen Rahmenbedingungen sukzessive ausprägen. Ein Portfolio an Kraftstoff-/Antriebssystemen, das abhängig vom Verkehrsträger unterschiedliche Schwerpunkte haben kann, ist aktuell die wahrscheinlich robusteste Vorhersage hierzu.

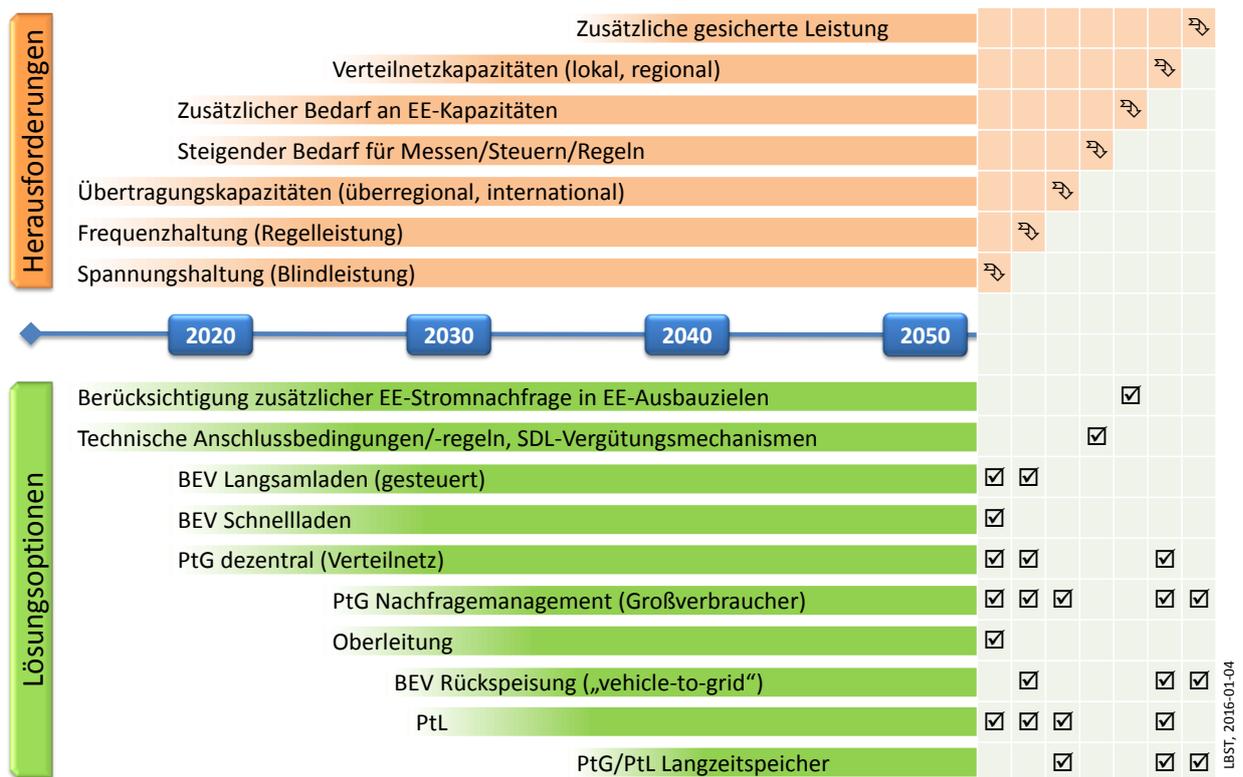
Es wird empfohlen, die Rahmenbedingungen so zu gestalten, dass das vorhandene Portfolio an Kraftstoff- und Antriebsoptionen sich technisch weiter entwickeln kann, um daraus die robustesten Optionen zu gewinnen. Diesem Vorgehen inne ist, dass einige Optionen keinen Bestand haben werden und so die darin geflossenen Investitionen verloren gehen (wird nur auf „die eine“ vermeintlich

---

<sup>3</sup> MKS-Studie „Erneuerbare Energien im Verkehr“

„optimale“ Option gesetzt, besteht das Risiko einer noch viel größeren Fehlinvestition mit ungleich größeren Konsequenzen).

Ein solcher, weitgehend technologieoffener Prozess bedarf einer Begleitung, wie es sich die Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie (MKS) zur Aufgabe gemacht hat. Um die Diskussionen voranzutreiben und handlungsleitend zu wirken, sind die Herausforderungen und vorgenannten Handlungsoptionen auf der Zeitachse eingeordnet (Abbildung 43). Die längerfristig anzugehenden Maßnahmen können dann entsprechend der Technologie- und Marktentwicklung der jeweils betroffenen Antriebstechnologien priorisiert werden.



**Abbildung 2: Herausforderungen und Lösungsoptionen bei der Integration von Verkehrs- und Stromsektor**

Das Management der Herausforderungen sowie Heben der Potenziale verkehrlicher Stromnachfrage für die Energiewende sind kein Selbstläufer. Folgende **Handlungsbedarfe und -optionen** stellen sich aus den Ergebnissen dieser Studie dar:

- Die **zukünftige verkehrliche Stromnachfrage** sollte im Netzentwicklungsplan bzw. bei der Weiterentwicklung des EEG und anderer relevanter regulatorischer Instrumente, wie z.B. Technischen Anschlussbedingungen/-regeln, unbedingt berücksichtigt werden. Insbesondere sollten die Voraussetzungen für eine CO<sub>2</sub>-Neutralität der für den Verkehr benötigten Strommengen geschaffen werden, z.B. durch entsprechende Erhöhung der EE-Ausbauziele.
- Die aktuell gültigen Voraussetzungen zur Teilnahme am **Regelenergiemarkt** (wie z.B. Präqualifikationsanforderungen, Produkteigenschaften und Ausschreibungszeiträume) stellen Hürden für eine Teilnahme verkehrlicher Stromnachfrager dar. Die entsprechenden Vorgaben

sollten daher angepasst werden (z.B. die Voraussetzungen für eine Bündelung mehrerer Elektrofahrzeuge zu einem Regelleistungspool), um die Potenziale des Verkehrs zur Erbringung von Regelenergie zu nutzen. Prioritär sollte dabei die Erbringung negativer Regelleistung verfolgt werden, da diese geringere technische Anforderungen stellt und somit kostengünstiger zu realisieren ist.

- Für die Einspeisung von **Blindleistung** durch verkehrliche Stromverbraucher (Ladestationen sowie PtX-Anlagen) sind die technischen Hürden verhältnismäßig gering; hier bedarf es allerdings eines Umsetzungsmechanismus, sei es in Form einer Vergütung oder im Rahmen von technischen Anschlussbedingungen/-regeln (Grid Codes).
- Der **Eigenverbrauch** von erneuerbarem Strom am Ort der Erzeugung zum Laden von Elektroautos oder zum Betrieb einer PtG-/PtL-Anlage reduziert die Belastung des Stromnetzes und kann daher eine sinnvolle Maßnahme zur Netzintegration verkehrlicher Stromnachfrager darstellen. Eigenverbrauch sollte daher nicht durch Belastung mit Abgaben unattraktiv gemacht werden, auch um die Identifikation der Verbraucher mit der Energiewende zu stärken. Es ist jedoch regelmäßig zu überprüfen, dass der Eigenverbrauch einer gesamtsystemischen Optimierung nicht entgegensteht.
- Regulatorische Randbedingungen haben einen erheblichen Einfluss auf den wirtschaftlichen Betrieb von zentralen als auch dezentralen PtG-Anlagen vor Ort. Hier bestehen aktuell regulatorische Unsicherheiten und Nachteile, insbesondere hinsichtlich Abgaben bzw. Befreiungstatbeständen.

Die mit steigender verkehrlicher Stromnachfrage verbundenen Herausforderungen an das Stromsystem sind zwar nicht über Jahrzehnte vorhersehbar, jedoch in kurz- bis mittelfristigen Skalen gut kalkulierbar. Nachjustierungen sind dabei abzuwägen im Spannungsfeld zwischen Planungs- und Investitionssicherheit für alle Beteiligten auf der einen Seite, sowie Flexibilität und Anpassungsfähigkeit an sich ändernde gesellschaftliche und politische Rahmenbedingungen auf der anderen Seite. Nach Meinung der Gutachter bedarf es hierzu eines regelmäßigen Monitorings von Entwicklungen im Verkehrs- und Stromsystem, dezidiert vor dem Hintergrund der Entwicklung des Verkehrssektors. Mit Blick auf die absehbar bedeutende Rolle, die der Verkehrssektor als Stromnachfrager einnehmen wird, ist insbesondere ein regelmäßiger Austausch zwischen den Modellierern in den Bereichen Energie, Emissionen und Verkehr eine wertvolle Maßnahme, um Sektortwicklungen, Ziele und ggf. notwendige Handlungsbedarfe rechtzeitig zu erkennen.

## **2 Einleitung**

### **Hintergrund**

Durch die Nutzung von elektrischer Energie in batterieelektrischen Fahrzeugen wie auch die Produktion strombasierter Kraftstoffe (PtG in Form von Wasserstoff und Methan, PtL als synthetische flüssige Kraftstoffe) wird der Verkehrssektor mit dem Stromsektor in Zukunft immer stärker verknüpft werden. Dadurch entsteht ein zunehmendes Zusammenwachsen dieser beiden bisher weitgehend separat voneinander agierenden Sektoren.

Der Verkehrssektor wird damit zu einem wichtigen Stromverbraucher mit Rückwirkungen auf die Strombereitstellung und somit auf die Energiewende. Die neuen Stromnachfrager aus dem Verkehrssektor stellen einerseits eine Herausforderung für die weitere Entwicklung des Stromsystems dar – insbesondere je enger die Kopplung zwischen der Stromversorgung und der Stromnachfrage im Verkehr, z.B. im Falle von Oberleitungsstrom und Schnellladestationen. Andererseits eröffnen sich in zunehmendem Umfang auch Möglichkeiten und Notwendigkeiten, das gesamte Energiesystem durch eine geeignete Verzahnung von Erzeugung und Verbrauch zu optimieren – insbesondere durch die Möglichkeit einer stärkeren Nutzung von fluktuierenden Energieerzeugungsanlagen (Wind, Sonne) für die Herstellung von PtG- oder gar PtL-Kraftstoffen.

In diesem Spannungsfeld sind Nachfrageflexibilität (z.B. durch gesteuertes Laden) und neue Speichermöglichkeiten (z.B. in Form von Wasserstoff zur Verwendung in Brennstoffzellenfahrzeugen oder als Basis zur Herstellung von Synthesekraftstoffen zur Verwendung in Verbrennungsmotoren) vielversprechende Optionen für einen aktiven Beitrag des Verkehrs zur Weiterentwicklung eines stabilen Stromversorgungssystems.

### **Zielstellung**

In der vorliegenden Studie werden die Herausforderungen und der potenzielle Nutzen durch einen zusätzlichen Strombedarf verschiedener verkehrlicher Stromnachfrager auf das Stromversorgungssystem untersucht. Verkehrliche Stromnutzungen umfassen dabei den direkten Einsatz von Strom via Oberleitung und Batterien, sowie den indirekten Einsatz von Strom via Power-to-Gas (Wasserstoff, Methan) und via Power-to-Liquids (Benzin, Kerosin, Diesel). Hierbei spielen Aspekte wie Nutzungsprofile, technologische Verfügbarkeiten und Kosten eine wichtige Rolle.

### **Vorgehen**

Hierzu werden zunächst die Charakteristika vielversprechender Stromnachfrager untersucht (Kapitel 3). Nach einem Überblick über die aktuelle Situation des Stromsystems in Deutschland sowie Entwicklungsoptionen (Kapitel 4) werden dann mögliche Synergien der Sektorenkopplung von Verkehr und Strom analysiert (Kapitel 5). Zur Wirkungsabschätzung werden zwei Szenarien für die Nutzung von Strom im Verkehrssektor für Deutschland ausgearbeitet und dargestellt (Kapitel 6). Abschließend werden Ergebnisse und Erkenntnisse dieser Studie zusammengefasst und ein Ausblick auf weitere Forschungsfelder gegeben (Kapitel 7).

## 3 Charakterisierung der Stromnachfragen aus dem Verkehr

### 3.1 Vorgehen

Um die Möglichkeiten für Synergien zwischen einem zunehmend elektrifizierten Verkehrssektor und einem zunehmend erneuerbaren Stromsektor herauszuarbeiten, ist es wichtig, zunächst ein gutes Verständnis der Charakteristika der einzelnen Stromnachfrager zu entwickeln, die im Verkehrssektor zukünftig zu erwarten sind. Wichtige Fragen in diesem Zusammenhang sind u.a.:

- Wieviel Strom wird mit welcher Spitzenleistung nachgefragt?
- Wie verteilt sich die Stromnachfrage geographisch und netztechnisch?
- Wie verteilt sich die Stromnachfrage über den Tag?
- Welche Potenziale für eine zeitliche Verschiebung der Last („Demand Side Management“) bestehen?
- Welche Hemmnisse stehen einer solchen Verschiebung entgegen?

Die Untersuchung wird getrennt für die direkten Stromnachfrager (Kapitel 3.2) und die Erzeugung strombasierter Kraftstoffe (Kapitel 3.3) durchgeführt und für die einzelnen Stromnachfrager in Form generalisierter Steckbriefe zusammengefasst.

### 3.2 Direkte Stromnachfrage durch Fahrzeuge

Mit zunehmender Marktdurchdringung von Elektrofahrzeugen werden diese zu einem bedeutenden Stromnachfrager. Ein mittlerer Elektro-Pkw beispielsweise verbraucht nach aktuellem Stand etwa 20 kWh/100 km<sup>4</sup>. Bei einer mittleren jährlichen Fahrleistung von 10.000 km bis 15.000 km ergibt sich ein Strombedarf im Bereich von 2.000 kWh bis 3.000 kWh pro Jahr. Zum Vergleich: Der mittlere Strombedarf eines Vierpersonenhaushalts<sup>5</sup> beträgt etwa 3.300 kWh<sup>6</sup>. Es liegt daher auf der Hand, dass die Einführung der Elektromobilität einen erheblichen Einfluss auf den gesamten Stromverbrauch haben kann.

Bei der Betrachtung dieser Effekte ist allerdings zu unterscheiden zwischen den Auswirkungen auf die lokalen Stromnetze (Leistung) und denen auf die aggregierte, deutschlandweite Nachfrage (Energie). Erstere können bereits bei einer insgesamt geringen Fahrzeuganzahl relevant sein, sofern sich die Aufladung dieser Fahrzeuge auf einen eng begrenzten geographischen bzw. netztechnischen Bereich konzentriert. Letztere hingegen spielen erst bei einem signifikanten Markthochlauf eine Rolle. In diesem Kapitel geht es zunächst darum, die Stromnachfrage der Fahrzeuge auf der Mikroebene zu charakterisieren. Ziel ist es dabei nicht, genaue Abschätzungen für die quantitative Situation in einzelnen Netzen zu machen, da dies von einer Vielzahl an Parametern abhängt (Fahrzeugtypen, Netzauslegung, Ladegeschwindigkeiten etc.); vielmehr sollen entscheidende Parameter und Spezifika von Elektrofahrzeugen als Stromnachfrager identifiziert werden. Kapitel 6 nimmt dann die makroskopische Perspektive ein und betrachtet im Szenario „BEV/O“ ein Gesamtsystem mit einem hohen Anteil an Elektrofahrzeugen (sowohl batterieelektrisch als auch oberleitungsgetrieben) und die

---

<sup>4</sup> Differenzierte Zahlen hierzu sind in Kapitel 6.1.2 zu finden.

<sup>5</sup> Mehrfamilienhaus, ohne elektrische Warmwasserbereitung.

<sup>6</sup> <http://www.die-stromsparinitiative.de/stromkosten/stromverbrauch-pro-haushalt/4-personen-haushalt/infografik-4-4-personen-haushalt/index.html>

Auswirkungen auf die Struktur der Energieerzeugung. Im Folgenden werden die einzelnen verkehrlichen Stromnachfrager separat charakterisiert und eingeordnet.

### **3.2.1 Batterie-Pkw (Normalladung)**

Für Batteriefahrzeuge gibt es eine Vielzahl unterschiedlicher Ladeverfahren, die sich u.a. durch die Ladeleistung, die Spannung, die verwendeten Stecker sowie durch die Kommunikation zwischen Ladestation und Fahrzeug unterscheiden. Bei der Charakterisierung der Stromnachfrage wird hier die Sicht des Stromnetzes eingenommen und daher primär zwischen langsamer Ladung mit Wechselstrom (AC, auch „Normalladung“ genannt) und Schnellladung, vorzugsweise mit Gleichstrom (DC), unterschieden; letztere wird im folgenden Abschnitt 3.2.2 betrachtet.

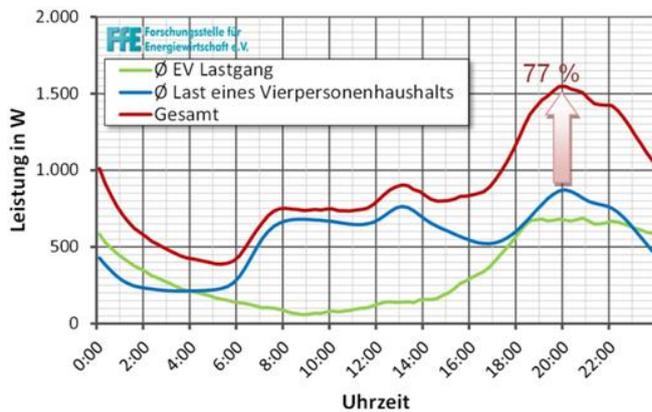
Die Normalladung ist vorzugsweise im nicht-öffentlichen Bereich angesiedelt; dies hängt damit zusammen, dass hier zum einen die Standzeiten in der Regel deutlich länger sind (z.B. über Nacht in der heimischen Garage bzw. tagsüber auf dem Firmenparkplatz), sodass auch mit geringer Leistung oftmals vollständig geladen werden kann. Zum anderen ist durch die geringen Ladeleistungen auch der Aufwand für Ladegeräte und Netzanschluss geringer; die Ladestationen sind hier in der Regel auf Niederspannungsebene ans Netz angeschlossen.

Normalladung kann an einer gewöhnlichen Haushaltssteckdose (Schuko) stattfinden; hierbei ist die Ladeleistung auf 3,7 kW begrenzt.<sup>7</sup> Zusätzliche Ladestationen (sog. Wallboxes) bieten höhere Ladeleistung, mehr Sicherheit sowie zusätzliche Komfortfunktionen und können beispielsweise das gesteuerte Laden ermöglichen. Eine höhere Ladeleistung kann allerdings nur dann abgerufen werden, wenn das fahrzeugseitige Ladegerät dies ebenfalls unterstützt.

Wird der Ladevorgang nicht gesteuert, so beginnt die Ladung unmittelbar nachdem ein Fahrzeug mit dem Stromnetz verbunden wird. Bei Zu-Hause-Ladung ist dies im Fall von werktätigen Haushalten in der Regel am späten Nachmittag nach der Heimfahrt von der Arbeit der Fall. Dies verstärkt i.a. die zeitgleich auftretende Spitze des Haushaltsstromverbrauchs zu diesem Zeitpunkt (Abbildung 3). Die Spitzenlast des Haushalts kann sich damit fast verdoppeln, und zwar in einer Zeit mit ggf. keiner oder allenfalls geringer PV-Einspeisung ins Ortsnetz.

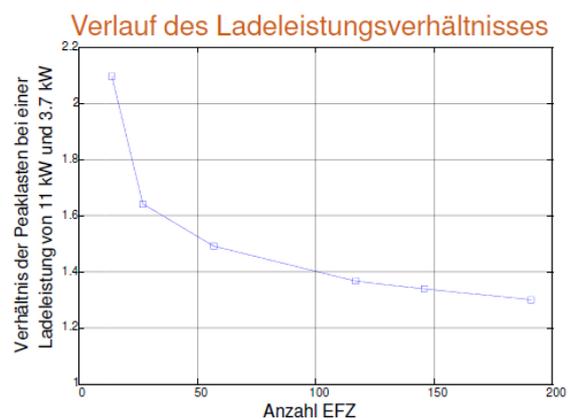
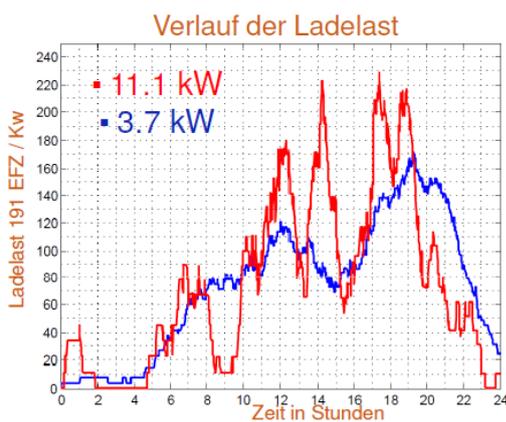
---

<sup>7</sup> Viele Schuko-Steckdosen können kurzzeitig 3,7 kW (16 A) liefern, sind in der Dauerleistung allerdings auf etwa 2,3 kW (10 A) begrenzt.



**Abbildung 3: Typischer Lastgang eines Vierpersonenhaushalts mit Elektrofahrzeug am Beispiel der Modellregion München (Quelle: [FfE 2011])**

Die Höhe der zusätzlichen Last durch Elektrofahrzeuge in einem Ortsnetz hängt deutlich von der Ladeleistung der Fahrzeuge ab: Eine hohe Ladeleistung verursacht kürzere, aber dafür höhere Spitzen der Netzlast (Abbildung 4 links). Bei steigender Anzahl von Elektrofahrzeugen im entsprechenden Verteilnetz nimmt dieser Effekt allerdings ab, da es durch den zeitlichen Versatz der einzelnen Ladevorgänge zu einer Verstetigung der Gesamtlast kommt (Abbildung 4 rechts).



**Abbildung 4: Einfluss der Ladeleistung auf die Netzbelastung (Quelle: [IFHT 2013])**

Im Folgenden wird der zeitliche Verlauf der Stromnachfrage („Lastprofil“) durch Normalladung von Elektro-Pkw genauer analysiert. Ziel ist es, den Einfluss von Nutzungsprofilen, installierter Ladeleistung und Infrastrukturverfügbarkeit auf die Lastprofile beispielhaft darzustellen. Als Grundlage dafür dienen generalisierte Nutzungsprofile im privaten sowie im gewerblichen Bereich, die in [Öko-Institut 2011] abgeleitet wurden und auf den Erhebungen MiD 2008 (privat) sowie KiD 2002 (gewerblich) basieren. Die betrachteten Profile wurden getrennt für Werktag, Samstag und Sonntag erstellt und sind durch folgende Parameter charakterisiert:

- Abstellort während der Nacht (Privatstellplatz oder Betriebsgelände),
- Anfangszeitpunkt und einen Endzeitpunkt der Fahrzeugnutzung während des Tages,
- Anfang und Ende sowie Ort der längsten Standzeit des Fahrzeugs während des Tages,
- Tagesfahrleistung des Fahrzeugs,
- Anteil der täglichen Gesamtfahrleistung aller Fahrzeuge, der durch das Profil repräsentiert wird.

Mithilfe der Tagesfahrleistung und des spezifischen Energiebedarfs eines mittleren Fahrzeugs (siehe Abschnitt 6.1.2) wurde sodann der tägliche Stromverbrauch ermittelt. Daraus ergeben sich mithilfe der verfügbaren Ladezeitfenster sowie der installierten Ladeleistung die Lastverläufe über den Tag.

Die Lastprofile wurden zunächst unter der Annahme berechnet, dass die Fahrzeuge direkt zu Beginn jeder Standzeit laden, sofern sie dazu die Möglichkeit haben. Dies führt zu einer starken Stromnachfrage in den frühen Abendstunden sowie zu einer kleineren Lastspitze am Vormittag. Die vormittägliche Lastspitze ist dabei deutlich stärker ausgeprägt, wenn eine Lademöglichkeit am Arbeitsplatz unterstellt wird (Abbildung 5, blaue Linien).

Ein solches Nachfrageprofil stellt für die Stromnetze eine Herausforderung dar: Zum einen ist die Stromnachfrage der Haushalte in den Abendstunden ohnehin hoch; eine weitere Steigerung des Leistungsbedarfs in dieser Zeit macht das Anfahren zusätzlicher Spitzenlastkraftwerke (zu verhältnismäßig hohen Kosten) erforderlich. Im Falle einer signifikanten Verbreitung von Elektrofahrzeugen müsste zudem evtl. die Spitzenlastkapazität des deutschen Kraftwerksparks ausgebaut werden. Doch auch auf der Verteilnetzebene kann es bei einer solch konzentrierten Nachfrage zu Engpässen kommen: Je nach Topologie und Auslegung des jeweiligen Verteilnetzes kann die Spannungshaltung problematisch werden. In begrenztem Umfang kann dem durch regelbare Ortsnetztransformatoren entgegengewirkt werden, die zunehmend in Verteilnetzen eingesetzt werden (derzeit vor allem, um kurzfristig schwankende Erzeugung von Photovoltaikanlagen auszugleichen).

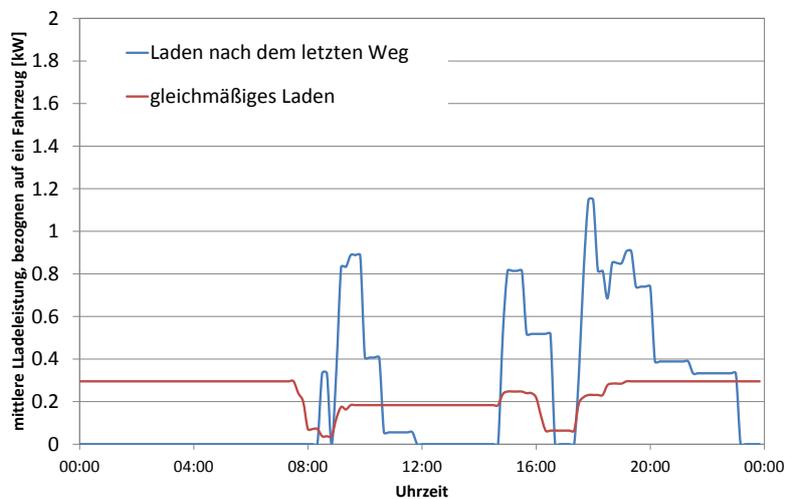
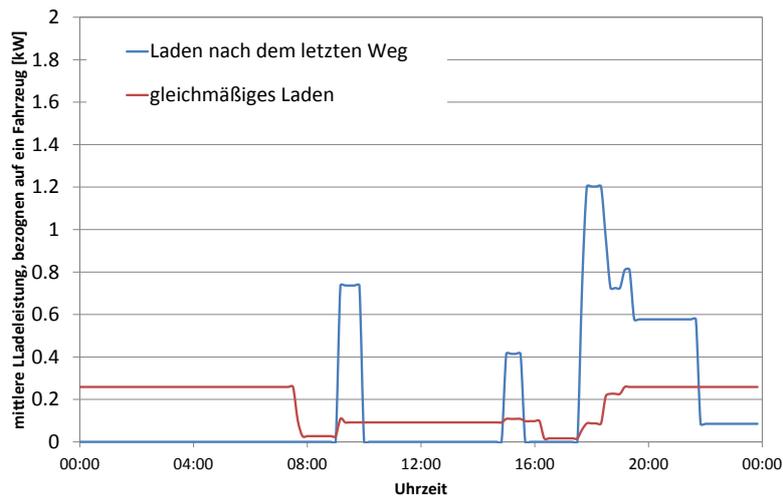
**Tabelle 1: Charakteristika der Stromnachfrage durch Batteriefahrzeuge mit Normalladung**

<b>Anschlussleistung</b>	3,7 kW (Schuko-Steckdose) 11 kW / 22 kW (Wallbox bzw. Ladesäule)
<b>Spannungsebene</b>	Niederspannung
<b>geographische Verteilung (in absteigender Bedeutung)</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Wohngebiete, bevorzugt suburbaner Raum<sup>8</sup></li> <li>2. Firmenparkplätze</li> <li>3. Einkaufszentren etc. („halböffentliches“ Laden)</li> <li>4. öffentliche Parkplätze</li> </ol>
<b>typische(s) zeitliche(s) Profil(e) (in absteigender Bedeutung)</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Ladung während der Nacht am heimischen Stromanschluss.</li> <li>2. zusätzliche Ladung tagsüber auf dem Betriebsgelände (v.a. bei Pendlern)</li> <li>3. kurzes „Zwischenladen“ im öffentlichen Raum, bevorzugt tagsüber</li> </ol>
<b>zeitliche Flexibilität der Nachfrage</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ tendenziell hoch, da gerade zu Hause relativ lange Standzeiten</li> <li>▪ Flexibilität der Nachfrage durch einzelne Fahrzeuge steigt, je größer deren Reichweite und je geringer die Fahrleistung ist</li> <li>▪ Flexibilität bei PHEV unter sonst gleichen Bedingungen größer, da sich hier aus dem Ladestand der Batterie keine unmittelbare Einschränkung der Mobilität ergibt.</li> </ul>
<b>mögliche Hemmnisse für zeitliche Flexibilisierung</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ hohe Anforderungen der Nutzer an Verfügbarkeit („jederzeit maximale Flexibilität gewünscht“)</li> <li>▪ Reichweitenangst</li> <li>▪ unzureichende Ladetechnologie</li> <li>▪ Mangel an finanziellen Anreizen</li> </ul>

<sup>8</sup> Die meisten Untersuchungen gehen derzeit davon aus, dass ein großer Teil der Fahrzeuge i.d.R. auf dem eigenen Grundstück geladen wird (z.B. [Gnann et al. 2012], [NOW 2014])

Kostengünstiger ist es jedoch, diesen Problemen durch eine Verstetigung bzw. Verschiebung der Nachfrage nach Ladestrom vorzubeugen (sogenanntes Demand Side Management, kurz DSM). Eine Vielzahl von öffentlich geförderten Forschungsvorhaben hat bereits grundlegende Konzepte untersucht, mit denen der Ladevorgang anhand von externen Parametern gesteuert werden kann. Der Schwerpunkt liegt dabei einerseits auf einem möglichst günstigen Strombezug (d.h. der Kopplung des Ladevorgangs an ein externes Preissignal) und andererseits auf einer Kopplung an die Erzeugung erneuerbaren Stroms („Tanken wenn der Wind weht“). Die Optimierung des Ladeprofils speziell im Sinne einer Stabilisierung des Stromnetzes wurde bisher hingegen noch deutlich weniger erforscht. Wichtige Ergebnisse bisheriger Forschung zum gesteuerten Laden werden in Kapitel 5.1 zusammengefasst.

Im Folgenden wird anhand der zuvor genannten Nutzungsmuster dargestellt, in welchen Zeiträumen die Ladung prinzipiell stattfinden könnte. Um den Einfluss einer zeitlichen Verschiebung der Nachfrage durch Ausnutzung dieser Zeiträume zu demonstrieren, wurde vereinfachend der Extremfall angenommen, dass sich die Ladeleistung der Fahrzeuge gleichmäßig auf die gesamte verfügbare Zeit zwischen zwei Fahrten verteilt. Dadurch kann die Stromnachfrage in erster Näherung auf ein relativ konstantes Niveau gebracht werden und sinkt lediglich kurzzeitig ab, wenn alle Fahrzeuge gleichzeitig in Benutzung sind (Abbildung 5, rote Linien). In der Praxis muss eine konstante Leistungsabnahme aus Sicht des Stromnetzes natürlich nicht zwingend den Idealfall darstellen; vielmehr kann in den Ladezeitfenstern die Nachfrage auch entsprechend der Netzanforderungen verschoben werden, um z.B. die zeitliche Variation anderer Verbraucher oder Erzeuger (z.B. PV-Anlagen) im Verteilnetz auszugleichen. Während der Standzeiten stehen die Fahrzeuge zudem grundsätzlich auch für die Erbringung von Netzsystemdienstleistungen zur Verfügung; Möglichkeiten hierzu werden in Abschnitt 5.1 vorgestellt.



**Abbildung 5: Exemplarische Lastprofile für Ladung nur zu Hause (oben) sowie Ladung sowohl zu Hause als auch am Arbeitsplatz (unten). Max. Ladeleistung: 3,7 kW**

Ob die verfügbare zeitliche Flexibilität bei der Normalladung von Elektrofahrzeugen tatsächlich genutzt werden kann, wird allerdings in erster Linie davon abhängen, ob dies von den Kunden akzeptiert wird. Voraussetzung hierfür dürften zum einen finanzielle Anreize sein (z.B. variable Strompreise, Vergütung für die Bereitstellung von Leistung etc.) und zum anderen eine Technik, die den Ladevorgang im Hintergrund zuverlässig optimiert, mit keinen oder nur geringfügigen Einschränkungen der Mobilität für den Nutzer. Die Ergebnisse bisheriger Untersuchungen der Akzeptanz gesteuerten Ladens (z.B. der MINI-E Berlin Studie) sind zwar grundsätzlich vielversprechend, allerdings ist zu vermuten, dass die derzeit untersuchten „early adopters“ diesbezüglich aufgeschlossener sind als spätere Massenmarktkunden. Zudem gibt es Diskrepanzen zwischen der geäußerten Bereitschaft zum gesteuerten Laden und der tatsächlichen Umsetzung [TU Chemnitz 2011].

### 3.2.2 Batterie-Pkw (Schnellladung)

Das Profil des Leistungsbedarfs durch Schnellladung von Elektro-Pkw unterscheidet sich grundlegend von der Situation bei Normalladung. Schnellladestationen werden derzeit vor allem an Bundesfernstraßen errichtet (vgl. Tesla-Supercharger-Netz, Projekt SLAM bzw. CCS an der A9). Wesentliches Ziel ist es dabei, batterieelektrische Fahrzeuge langstreckenfähig zu machen.

Durch den hohen Leistungsbedarf von Schnellladestationen (derzeit i.d.R. 50 kW pro Ladepunkt) sowie das Fehlen von vorhandenen Niederspannungsnetzen entlang von Autobahnen werden die Stationen in der Regel direkt an das Mittelspannungsnetz angeschlossen. Um den typischen Lastgang einer DC-Ladestation bei signifikanter Marktdurchdringung mit Elektrofahrzeugen abschätzen zu können, wird im Folgenden ein Bestand von 6 Mio. Elektrofahrzeugen angenommen, der laut den Regierungszielen etwa im Jahr 2030 erreicht werden soll. Vernachlässigt man in erster Näherung die Abhängigkeit der Fahrzeugnutzung vom Antrieb und vom Alter der Fahrzeuge, so lässt sich auf dieser Grundlage ein Anteil von etwa 15 % Batteriefahrzeugen auf deutschen Autobahnen abschätzen. Für die Gesamtanzahl der Fahrzeuge wurde eine mittlere Verkehrsdichte von 50.000 Fahrzeugen pro Tag in beide Richtungen (Summe) angenommen; der Tagesverlauf der Verkehrsdichte basiert auf [Lohmeyer 2013]. Ferner wird die Annahme getroffen, dass der Abstand zwischen zwei DC-Ladestationen 16 km beträgt und damit etwa halb so groß ist wie derzeit der mittlere Abstand zwischen zwei Tankstellen.

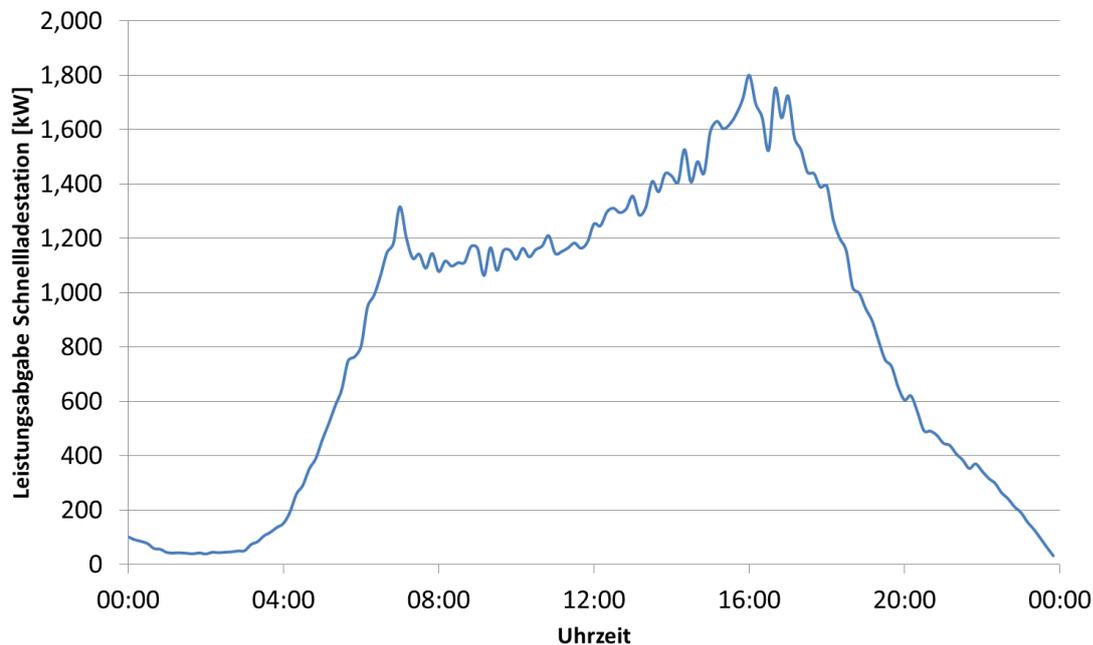
**Tabelle 2: Charakteristika der Stromnachfrage durch Batteriefahrzeuge mit DC-Schnellladung**

<b>Anschlussleistung</b>	50 kW (üblicher Wert bei Combo-2-Ladestationen; nach DIN EN 62196 sind bis zu 240 kW möglich) <sup>9</sup>
<b>Spannungsebene</b>	Mittelspannung
<b>geographische Verteilung</b>	Bevorzugt entlang von Bundesfernstraßen und in Ballungsgebieten
<b>typische(s) zeitliche(s) Profil(e)</b>	Der DC-Ladevorgang kann bis zu einem Batteriefüllstand von etwa 80 % mit voller Ladeleistung durchgeführt werden; für die letzten 20 % muss die Ladeleistung sukzessive gedrosselt werden. Der effektive Lastgang einer Schnellladestation hängt insbesondere von Anzahl und Auslastung der Ladeplätze ab.
<b>zeitliche Flexibilität der Nachfrage</b>	gering, da Fahrzeuge in der Regel auf der Durchreise laden Durch Auslegung unter Einbezug eines (stationären) Batteriespeichers können sowohl auftretende Lastspitzen abgefedert werden (sodass die vorgelagerten Betriebsmittel kleiner dimensioniert werden können und eine Ertüchtigung hier möglicherweise entfallen kann) als auch in gewissem Umfang zeitliche Flexibilität erreicht werden.
<b>mögliche Hemmnisse für zeitliche Flexibilisierung</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ geringe Akzeptanz von Verzögerungen bei potenziellen Kunden</li> <li>▪ hohe Kosten stationärer Batteriespeicher und damit der zeitlichen Flexibilität</li> <li>▪ ungleiche Verteilung von Ladevorgängen über den Tag</li> </ul>

Bei den gewählten Parametern passieren die Ladestation im Mittel etwa 300 Elektrofahrzeuge pro Stunde, mit einem Maximum am Nachmittag von über 600 Fahrzeugen pro Stunde. Nur ein Teil dieser Fahrzeuge wird auch tatsächlich in der Station laden, es wird hier für die Berechnung der Leistungsabnahme lediglich davon ausgegangen, dass die Ladestation den Energiebedarf der durch ihren Abdeckungsbereich fahrenden Fahrzeuge im Mittel decken muss. Der resultierende Leistungsbedarf (Abbildung 6) liegt damit während des Tagesmaximums bei etwa 1.800 kW. Die Spitzenleistung kann aufgrund möglicher Häufungen beim Eintreffen der Fahrzeuge (z.B. durch Stau,

<sup>9</sup> Die sogenannten Supercharger der Firma Tesla laden derzeit mit 120 kW. Sie sind jedoch inkompatibel mit allen übrigen Fahrzeugmarken und erfüllen zudem nicht die Anforderungen der europäischen Infrastrukturrichtlinie für alternative Kraftstoffe (AFID).

Hauptreisezeiten, Sperrung einer Parallelroute etc.) durchaus auch darüber liegen und hängt von der Anzahl der verfügbaren Ladeplätze ab.



**Abbildung 6: Leistungsbedarf einer Schnellladestation an einer typischen Autobahn (mit angedeuteten statistischen Unsicherheiten)**

Somit stellt eine Schnellladestation unter diesen Bedingungen für das speisende Mittelspannungsnetz einen relevanten Verbraucher dar (vergleichbar mit etwa 2000 typischen Haushalten), insbesondere dann, wenn benachbarte DC-Ladestationen an dasselbe Netz angeschlossen sind. Im Gegensatz zum normalen AC-Laden ist hier die Elastizität der nachgefragten Leistung deutlich geringer, da zum einen auf Seiten der Kunden i.d.R. keine Bereitschaft für längere Wartezeiten zu erwarten ist und der Betreiber zum anderen ein Interesse daran hat, seine Infrastruktur bestmöglich auszulasten. Denkbar wäre freilich ein zusätzlicher stationärer Batteriespeicher, der zum einen Lastsprünge durch Start und Ende von Ladevorgängen (im Extremfall bei mehreren Fahrzeugen gleichzeitig) gegenüber dem vorgelagerten Stromnetz abfedern könnte und zum anderen (je nach Auslegung) in gewissem Umfang eine extern gesteuerte Verschiebung der Stromnachfrage ermöglichen könnte. Dabei sind neben zusätzlichen Kosten für den Batteriespeicher jedoch auch energetische Speicherverluste zu berücksichtigen.



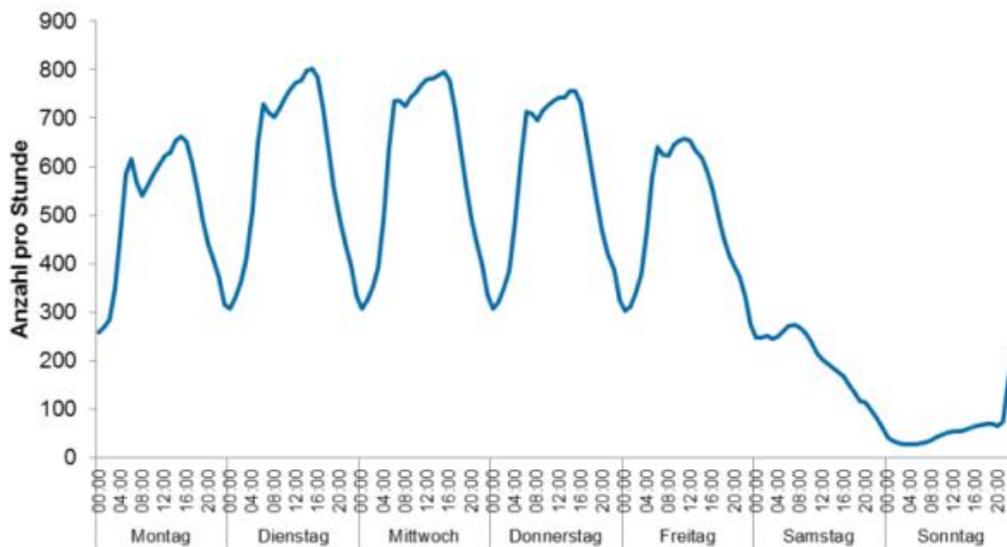
**Abbildung 7: Derzeitiger Ausbaustand (März 2015) der öffentlichen DC-Schnellladeinfrastruktur in Deutschland (Quelle: LEMnet Europe e.V. – [www.lemnet.org](http://www.lemnet.org))**

### 3.2.3 Elektrischer Straßengüterfernverkehr

Für eine Elektrifizierung des Straßengüterfernverkehrs sind grundsätzlich unterschiedliche Energieversorgungskonzepte aufseiten der Fahrzeuge vorstellbar. Neben der Stromerzeugung an Bord mithilfe einer Brennstoffzelle oder dem Mitführen einer Batterie mit entsprechend hoher Kapazität ist vor allem die direkte Zuführung von elektrischer Energie während der Fahrt eine interessante Option, entweder über eine Oberleitung oder über eine im Boden eingelassene Stromschiene<sup>10</sup>. Hierbei sind verschiedene Hybridisierungsvarianten möglich, insbesondere mit einem konventionellen Dieselmotor sowie mit einem zusätzlichen Batteriespeicher. Ein dieselhybrides System wurde im Rahmen der MKS bereits einem wirtschaftlichen und ökologischen Vergleich mit verschiedenen konkurrierenden Antriebstechnologien unterzogen [MKS 2013].

Bei der folgenden Betrachtung wird ein Konzept unterstellt, wie es die Firma Siemens im Rahmen des Projekts ENUBA entwickelt hat. Die Stromzuführung (Gleichstrom mit 670 V) erfolgt dabei über eine doppelte Oberleitung, die Fahrzeuge sind als Diesel-Hybride ausgelegt. Außerhalb elektrifizierter Strecken fahren diese Fahrzeuge verbrennungsmotorisch, sobald sie auf eine elektrische Strecke auffahren, können die Fahrzeuge ihren Stromabnehmer während der Fahrt heben und rein elektrisch fahren (außer bei Fahrten, die außerhalb des Bereiches mit Oberleitungen überspannter Fahrspuren erfolgen, z.B. bei Überholvorgängen).

<sup>10</sup> Ein entsprechendes Konzept wurde gemeinsam von den Firmen Volvo und Alstom entwickelt (siehe <http://www.elektromobilitaet-praxis.de/technologie-und-forschung/articles/408162/>).



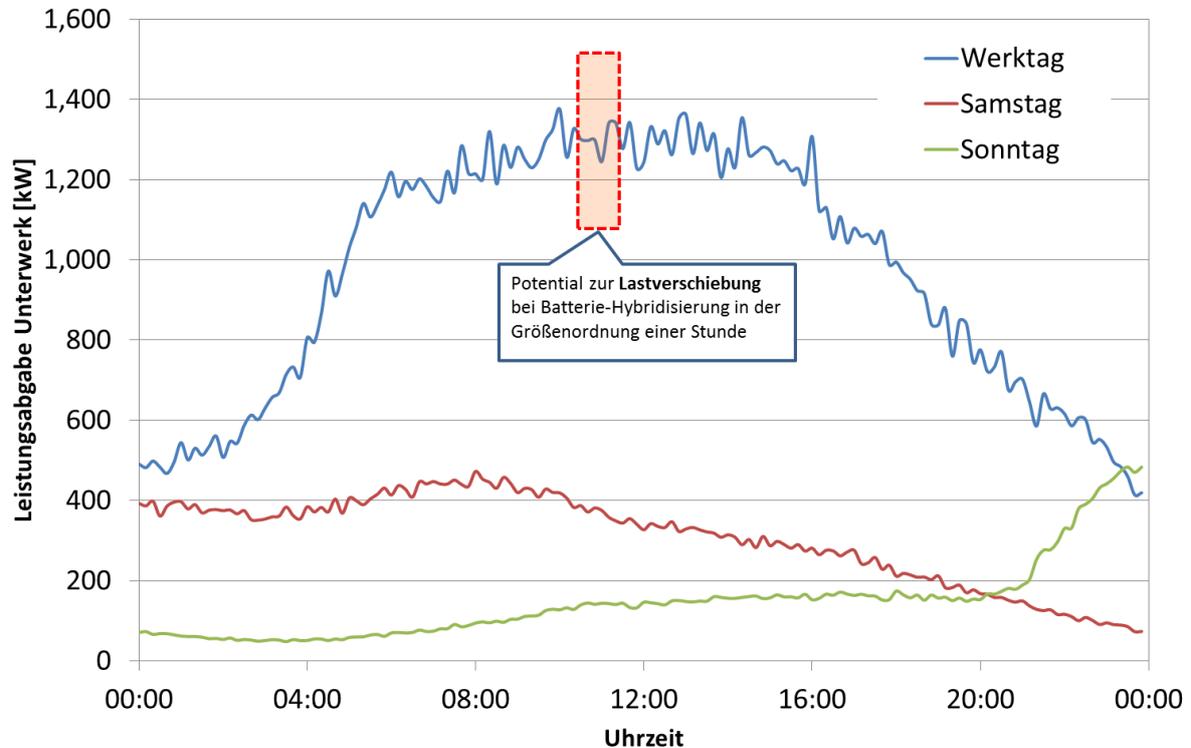
**Abbildung 8: Durchschnittliche Verkehrsmenge der Lkw > 3,5 t zGG mit Anhänger und Sattelzüge auf Bundesautobahnen [IWES et al. 2015]**

Fahrzeuge des schweren Lkw-Fernverkehrs (Sattelzüge / Lastzüge) legen etwa zwischen 70 % und 80 % ihrer Fahrleistung auf Autobahnen zurück, die sich deshalb für eine oberleitungsgebundene Elektrifizierung besonders anbieten. Dabei müssen nicht notwendigerweise weite Teile des Autobahnnetzes elektrifiziert werden; vielmehr ist es bei entsprechender Verkehrsnachfrage auf bestimmten Strecken denkbar, ein oberleitungsgebundenes Elektrifizierungskonzept z.B. für Pendelverkehre einzusetzen. In jedem Fall ist eine hinreichende elektrische Fahrleistung auf der elektrifizierten Strecke erforderlich, damit das System seine Vorteile ausspielen und gleichzeitig kosteneffizient betrieben werden kann.

**Tabelle 3: Charakteristika der Stromnachfrage durch Oberleitungs-Hybrid-Lkw**

<b>Anschlussleistung (pro Unterwerk)</b>	ca. 2 MW
<b>Spannungsebene</b>	Mittelspannung
<b>geographische Verteilung</b>	abhängig vom Ausbaumodell: <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ entlang des BAB-Netzes</li> <li>▪ auf stark frequentierten Pendelabschnitten von BAB und/oder Bundesstraßen</li> </ul>
<b>typische(s) zeitliche(s) Profil(e)</b>	Nachfrage vor allem tagsüber an Werktagen hoch, an Wochenenden deutlich geringer (an Sonntagen aufgrund des Sonntagsfahrverbots kaum Lkw-Verkehr zu erwarten)
<b>zeitliche Flexibilität der Nachfrage</b>	hängt vom verwendeten Hybridkonzept ab: → <u>Dieselhybrid</u> : möglicher Lastabwurf durch kurzzeitiges Umschalten auf Dieselantrieb → <u>Batteriehybrid</u> : größere zeitliche Flexibilität beim Laden der Batterie auf Fernstrecken. Vor Verlassen der elektrifizierten Strecke ist allerdings eine ausreichende Batterieladung sicherzustellen. Darüber hinaus könnte es sinnvoll sein, die Unterwerke mit stationären Batteriespeichern auszurüsten, um Nachfragespitzen (bspw. durch gleichzeitiges Anfahren vieler Fahrzeuge nach einem Stau) abzufuffern. Diese Speicher könnten im „Normalbetrieb“ prinzipiell auch einen (geringen) Beitrag zur zeitlichen Flexibilisierung der Stromnachfrage leisten.
<b>mögliche Hemmnisse für zeitliche Flexibilisierung</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ finanzielle Anreize notwendig, um den technischen Aufwand der Flexibilisierung und ggf. die zusätzlichen Kraftstoffkosten bei Dieselhybridbetrieb zu kompensieren</li> <li>▪ flexible Beladung erhöht bei Batteriehybriden tendenziell die benötigten Ladeleistungen, was ggf. die Systemkosten erhöht.</li> </ul>

Die elektrifizierte Strecke wird durch sogenannte Unterwerke gespeist, die im Abstand von 2-3 km installiert sind und direkt an das Mittelspannungsnetz angeschlossen sind. Für die Ermittlung des Nachfrageprofils eines solchen Unterwerks wird angenommen, dass 54 % der auf der Strecke fahrenden Lkw elektrisch fahren, was dem Anteil dieser Fahrzeuge an der Autobahn-Fahrleistung im Jahr 2030 in Szenario 1 (siehe Kapitel 6) entspricht.



**Abbildung 9: Leistungsbedarf eines Unterwerks für elektrische Lkw an einer typischen Autobahn bei voll ausgebautem OH-Lkw-System (mit angedeuteten statistischen Unsicherheiten)**

Der resultierende Lastgang für ein Unterwerk (Abbildung 9) ist proportional zur Anzahl der Lkw, die den entsprechenden Autobahnabschnitt durchfahren: In den werktäglichen Mittagsstunden ist der Leistungsbedarf mit etwa 1,3 MW am höchsten. Samstags sinkt er im Tagesverlauf deutlich ab und sonntags ist er mit Ausnahme der späten Abendstunden sehr gering. Von der Größenordnung des Leistungsbedarfs entspricht ein solches Unterwerk damit in etwa der im vorangegangenen Abschnitt definierten Schnellladestation für Batteriefahrzeuge.

Es ist allerdings zu beachten, dass diese überschlägige Abschätzung auf einem frei fließenden Verkehr und ebener Strecke beruht, in dem jeder einzelne Lkw in etwa den angenommenen Durchschnittsverbrauch erreicht. In Stausituationen bzw. an Steigungen kann die Leistungsanforderung an ein Unterwerk ungleich höher ausfallen. Ein besonders hoher punktueller Leistungsbedarf kann beispielsweise auftreten, wenn sich an einer Steigung ein Stau gebildet hat und anschließend alle Fahrzeuge in diesem Abschnitt (mehr oder weniger) gleichzeitig anfahren. Solche Situationen müssen bei der Auslegung der Unterwerke berücksichtigt werden und können z.B. dazu führen, dass der Abstand zwischen zwei Unterwerken in gebirgigen Streckenabschnitten kleiner gewählt werden muss. Derzeit wird von einer maximalen Dauerleistung von etwa 2 MW pro Unterwerk ausgegangen, wobei diese kurzzeitig auch um 100-200 % überlastet werden können.

Aus diesen Überlegungen wird deutlich, dass Unterwerke potenziell stark schwankende Lasten darstellen. Die Auswirkungen solcher Schwankungen auf das speisende Mittelspannungsnetz können insbesondere dann relevant sein, wenn mehrere Unterwerke am selben Autobahnabschnitt (mit ähnlicher Verkehrssituation) vom selben Mittelspannungsnetz gespeist werden. Um die Stromanforderung der Unterwerke aus dem Netz zu verstetigen, sind grundsätzlich stationäre Batteriespeicher denkbar. Diese würden überdies die Zwischenspeicherung von überschüssiger rückgespeister Bremsenergie der Fahrzeuge ermöglichen (bspw. an Gefällestrecken mit asymmetrischer Verkehrslage und wenn die Fahrzeuge keine eigene Batterie an Bord haben), ohne dass die Unterwerke mit (technisch aufwändigen) Wechselrichtern ausgestattet werden müssten.

Prinzipiell ist es auch möglich, dass die Fahrzeuge ihre Leistungsanforderung in Reaktion auf ein externes Signal anpassen. Bei Hybridkonzepten mit Batteriespeicher könnte die Ladung der Batterie gesteuert erfolgen, um in Zeiten hoher Netzbelastung (bzw. hohen Verkehrsaufkommens) batterieelektrisch fahren zu können. Geht man beispielsweise von einem Batterie-Oberleitungs-Hybrid-Fahrzeug mit einer batterieelektrischen Reichweite von etwa 100 km aus<sup>11</sup>, so könnte die Stromaufnahme aus der Oberleitung gezielt für maximal eine gute Stunde unterbrochen werden (bei einer mittleren Geschwindigkeit von etwa 80 km/h). Die entsprechende Nachfrageflexibilität ist in Abbildung 9 angedeutet. Für die kurzfristige Anpassung an wetterbedingte Änderungen der EE-Einspeisung sowie die Vorhaltung von Regelleistung für das Stromsystem ergeben sich somit grundsätzlich interessante Potenziale.

Auch bei diesel-hybridischen Oberleitungs-Lkw ist prinzipiell eine spontane Lastminderung („Lastabwurf“) auf Anforderung des Stromsystems möglich. Das Fahrzeug kann dann dieselhybridisch weiterfahren. Dies verursacht jedoch höhere Energiekosten, Mehremissionen sowie vermehrten Verschleiß des Dieselmotors und sollte insofern nur als Reserveoption zur Systemstabilisierung herangezogen werden.

### **3.2.4 Elektrische Busse**

Die Elektrifizierung des städtischen Busverkehrs wurde lange vor der Existenz leistungsfähiger Traktionsbatterien bereits mittels Oberleitungen durchgeführt. Mit zunehmender Entwicklung der Batterie- und Ladetechnologie hat sich das Spektrum möglicher Antriebsvarianten für Elektrobusse aufgefächert: Neben dem klassischen Oberleitungsbus (ohne Batterie<sup>12</sup>) sind mittlerweile batterieelektrische Busse mit verschiedenen Ladetechniken verfügbar:

1. Ladung über Nacht im Depot („Nachtlader“)
2. Konduktive bzw. induktive Schnellladung an Endhaltestellen sowie teilweise an Unterwegs-Haltestellen („Gelegenheitslader“)
3. Ladung via (partiell ausgebaute) Oberleitung („Hybrid-Oberleitungsbus“)

---

<sup>11</sup> Solche Fahrzeuge wären in vielen Fällen in der Lage, die anfallenden Zubringerstrecken abseits der Autobahn batterieelektrisch zurückzulegen.

<sup>12</sup> Für die Bewältigung oberleitungsfreier Strecken sind mancherorts auch Oberleitungs- Hybridbusse mit Diesel oder einer Batterie als zusätzlichem Energiespeicher im Einsatz.

Die spezifischen Vor- und Nachteile der einzelnen Varianten werden in der MKS-Studie „Potenziale des Hybrid-Oberleitungsbusses als effiziente Möglichkeit für die Nutzung erneuerbarer Energien im ÖPNV“ detailliert erörtert. Der Hybrid-Oberleitungsbuss (Variante 3) wird dabei als kosteneffizienteste Elektrifizierungsvariante für stark nachgefragte Linien (mindestens 18 m-Gelenkbus, 10 Minuten-Takt oder kürzer) identifiziert. Dies resultiert insbesondere aus den Kosten für die Oberleitungen, die erst durch eine intensive Nutzung kompensiert werden können. Für weniger nachgefragte Linien, insbesondere solche die mit Standardlinienbusse betrieben werden (ca. 60 % der derzeit eingesetzten Busse sind Standardbusse [VDV 2015]), sind Nacht- und Gelegenheitslader die wirtschaftlichsten Elektrifizierungsoptionen. Auch aufgrund der zu erwartenden weiteren Entwicklungen der Batterietechnologie hinsichtlich Energiedichte, Kosten und Schnellladefähigkeit erscheint die mittelfristige Etablierung solcher batterieelektrischer Busse im städtischen ÖPNV wahrscheinlich.<sup>13</sup>

Hauptanliegen der vorliegenden Studie ist die Betrachtung von Wechselwirkungen von verkehrlichen Stromverbrauchern mit dem Energiesystem. Diesbezüglich stellt der „Gelegenheitslader“ (Variante 2) die höchsten Anforderungen, da hier sehr hohe Spitzenleistungen und Leistungsgradienten auftreten. Im Sinne einer konservativen Abschätzung wird daher in den folgenden Betrachtungen auf diese Variante fokussiert.

Elektrische Busse, die als „**Nachtlader**“ eingesetzt werden, müssen für gewöhnliche Einsatzprofile über eine sehr große Traktionsbatterie (ca. 300-400 kWh) verfügen. Die benötigte Ladeleistung bestimmt sich aus dieser Kapazität und dem Zeitfenster, das für die nächtliche Aufladung zur Verfügung steht. Grundsätzlich besteht beim Laden über Nacht die Möglichkeit, die Ladeleistung zeitlich zu variieren, um auf Anforderungen des Netzes zu reagieren. Voraussetzung dafür ist, dass die aus Sicht des Stromsystems günstigen Ladezeiten in das verfügbare Ladezeitfenster fallen (Kompatibilität mit betrieblichen Anläufen) bzw. dass die installierte Ladeleistung entsprechend höher bemessen wird, sofern die effektive Ladezeit durch das gesteuerte Laden geringer wird. Beispielsweise schränkt die Tatsache, dass die Ladezeitfenster fast ausschließlich in die Nachtstunden fallen, bspw. die Möglichkeit zur Integration von PV-Strom prinzipiell ein.

Die gesamte Leistungsnachfrage eines Busdepots kann trotz (im Verhältnis zum Gelegenheitsladen) geringerer Einzelladeleistungen erheblich sein, wenn eine große Anzahl an Fahrzeugen gleichzeitig über Nacht geladen wird. Der Anschluss ans Stromnetz erfolgt daher in der Regel auf Mittelspannungsebene.

---

<sup>13</sup> Die Hamburger Hochbahn beispielsweise testet derzeit drei verschiedene batterie- und brennstoffzellen-elektrische Konfigurationen und hat den politischen Auftrag, ab 2020 nur noch emissionsfreie Busse anzuschaffen [Hochbahn 2015].

**Tabelle 4: Charakteristika der Stromnachfrage durch Elektrobusse (große Batterie, Ladung über Nacht)**

<b>Anschlussleistung</b>	Pro gleichzeitig geladenen Bus werden etwa 60 kW Ladeleistung benötigt. Bei 100 zu ladenden Bussen ergibt sich z.B. entsprechend eine Leistung von ca. 6 MW.
<b>Spannungsebene</b>	Mittelspannung
<b>geographische Verteilung</b>	in den Depots der Verkehrsbetriebe
<b>typische(s) zeitliche(s) Profil(e)</b>	Nachts während der Betriebspause (in Großstädten meist von Mitternacht bis 4:30). Ein Teil der Fahrzeuge wird allerdings in der Regel bereits davor ins Depot zurückkehren, da die Taktung in den Abendstunden i.d.R. geringer ist.
<b>zeitliche Flexibilität der Nachfrage</b>	Bei niedrigen Ladeleistungen (je Bus) gering, da verfügbares Zeitfenster für die nächtliche Aufladung ausgenutzt werden muss.
<b>mögliche Hemmnisse für zeitliche Flexibilisierung</b>	Zusätzliche Flexibilität nur über höhere Ladeleistungen möglich, die wiederum mit höheren Infrastrukturkosten und höherer Belastung (= beschleunigter Alterung) der Batterie verbunden sind.

Bei den „**Gelegenheitsladern**“ gibt es zwei Varianten: Zwischenladung nur an den Endhaltestellen (meist als „Schnellladung“ bezeichnet) sowie Zwischenladung auch an (einigen) Unterwegshalten (auch „Pulsladung“ genannt). Gelegenheitslader kommen gegenüber Nachtladern mit einer deutlich niedrigeren Batteriekapazität aus. Aufgrund der kurzen Ladezeitfenster sind die benötigten Ladeleistungen jedoch deutlich höher (etwa 300-500 kW ggü etwa 60 kW bei Nachtladern), was sowohl an die Batterien als auch an die Ladestationen hohe Anforderungen stellt. Soll eine solche Ladestation aus einem Niederspannungsnetz versorgt werden, so ist in aller Regel ein stationärer Zwischenspeicher an der Station notwendig.

Die Ladung selbst kann bei Gelegenheitsladern über Kontakte erfolgen, die über dem Halteplatz des Busses angebracht sind (Verbindung über einen ausfahrbaren Stromabnehmer), oder über eine im Boden eingelassene Induktionsschleife. Für induktive Ladung sind die Infrastrukturkosten derzeit noch deutlich höher.

Die Dimensionierung von Traktionsbatterien und Ladeinfrastruktur für Gelegenheitsladung unterliegt einem grundlegenden Zielkonflikt. Eine geringe Batteriekapazität erhöht die Fahrgastkapazität und senkt die Batteriekosten sowie den Verbrauch des Busses, erhöht aber gleichzeitig Anzahl und Länge der notwendigen Ladevorgänge während der Betriebszeit. Dies macht viele Pulsladungen unterwegs (mit etwas geringerem Wirkungsgrad als Normalladung) bzw. längere Ladezeiten bei der Schnellladung an den Endhaltestellen notwendig und bedeutet zudem eine höhere spezifische Belastung der Batterie pro gefahrenen Kilometer. Die betriebliche Flexibilität ist bei kleinerer Traktionsbatterie tendenziell geringer und damit auch die Möglichkeit, Ladezeiten entsprechend der Anforderungen des Energiesystems zu disponieren.

Elektrische Gelenkbusse (18m) haben dabei einen Energieverbrauch von im Mittel etwa 1,8 kWh/km bei Gelegenheitsladern (Schnellladung) bzw. 2,05 kWh/km bei Nachtladern (jeweils inklusive der entsprechenden Ladeverluste). Wesentlich für die Auslegung des Ladekonzeptes und der

Batteriegröße ist dabei insbesondere der Verbrauch der Nebenaggregate. Soll im Winter elektrisch geheizt werden, kann Verbrauch ein Mehrfaches des Mittelwertes betragen<sup>14</sup>.

**Tabelle 5: Charakteristika der Stromnachfrage bei Gelegenheitsladen von Elektrobussen (kleine Batterie, hohe Ladeleistung)<sup>15</sup>**

<b>Ladung an Endhaltestelle („Schnellladung“)</b>	
<b>Anschlussleistung / Ladeleistung</b>	200 - 300 kW
<b>Spannungsebene</b>	Mittelspannung
<b>geographische Verteilung</b>	An Linienendpunkten (z.B. städtische Randlage)
<b>typische(s) zeitliche(s) Profil(e)</b>	Schnellladung entsprechend der Taktung auf der entsprechenden Buslinie.
<b>zeitliche Flexibilität der Nachfrage</b>	Sehr gering, da das Zeitfenster zum Laden allein am Wendepunkt i.d.R. nicht ausreicht, um den Verbrauch je Umlauf auszugleichen (dann zusätzliche Nachtladung erforderlich)
<b>mögliche Hemmnisse für zeitliche Flexibilisierung</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Unregelmäßigkeiten im Betriebsablauf, insbesondere Stau</li> <li>▪ Kosten und Energiedichte der Traktionsbatterien</li> </ul>
<b>Optionale Ladung an Unterwegs-Haltestellen („Pulsladung“)</b>	
<b>Anschlussleistung / Ladeleistung</b>	Anschlussleistung etwa 50 kW, Ladeleistungen durch interne Zwischenspeicherung deutlich höher (bis zu 700 kW).
<b>Spannungsebene</b>	Mittelspannung / Niederspannung
<b>geographische Verteilung</b>	entlang der Busrouten in Städten
<b>typische(s) zeitliche(s) Profil(e)</b>	Kurzpulse entsprechend der Taktung auf der entsprechenden Buslinie. Sofern kein direkter Anschluss ans Mittelspannungsnetz möglich ist, muss ein Superkondensator (bzw. eine stationäre Pufferbatterie) als Zwischenspeichervorgesehen werden.
<b>zeitliche Flexibilität der Nachfrage</b>	Falls ein Zwischenspeicher vorgeschaltet ist, kann deren Ladung auf der Zeitskala des Bustaktes verschoben werden, wobei die mögliche Verschiebung von der Dimensionierung des Zwischenspeichers abhängt.
<b>mögliche Hemmnisse für zeitliche Flexibilisierung</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Kosten für Zwischenspeicher</li> <li>▪ max. Leistung des Niederspannungsanschlusses</li> </ul>

<sup>14</sup> [EBF / IVI 2015] errechnet für den Einsatz von 18m Bussen in Erfurt bei -20°C einen Energiebedarf für das Heizen von 3,4 kWh/km.

<sup>15</sup> Die hier genannten quantitativen Angaben sind indikativ und beziehen sich primär auf die im Dresdner Projekt „EDDA-Bus“ gewählten Auslegungen [Fraunhofer IVI 2015].  
<http://www.edda-bus.de/de/Technologie/Ladestation.html>

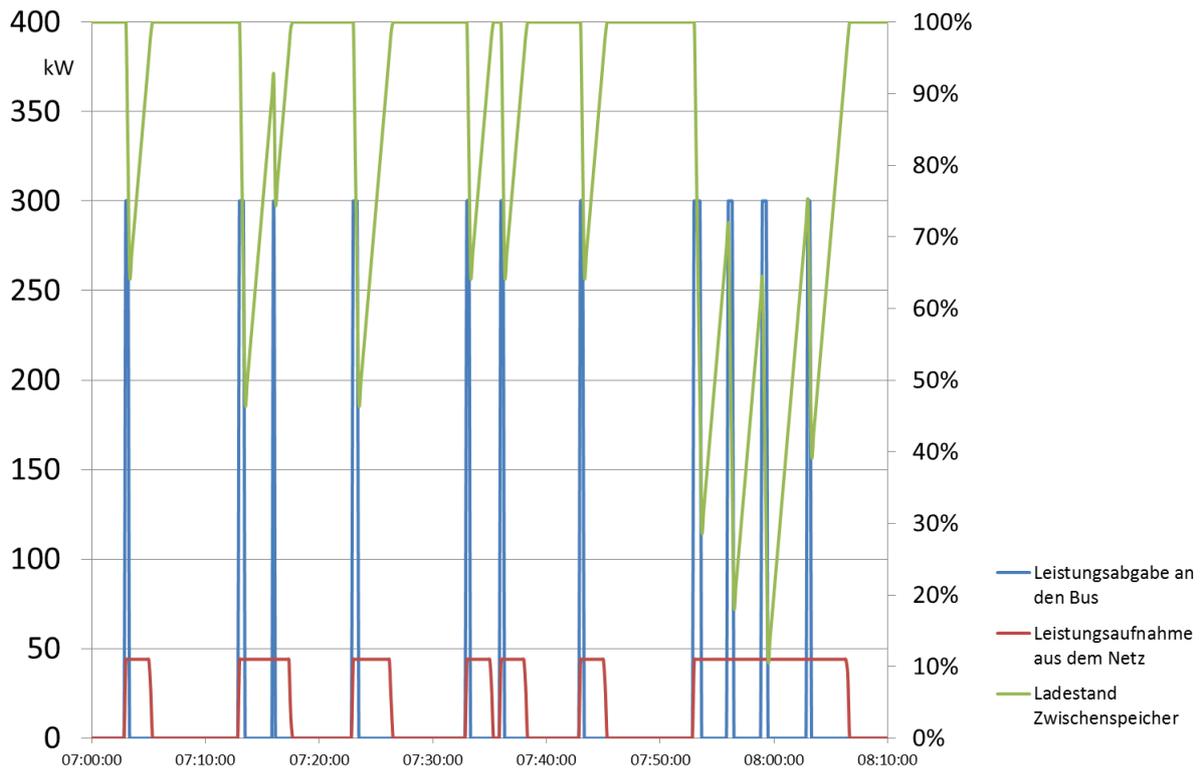
Im Folgenden wird exemplarisch ein Stromnachfrageprofil für eine Haltestelle abgeleitet, die Batteriebusse im Gelegenheitslader-Betrieb mit Pulsloadungen versorgen kann. Der Strombedarf der Haltestelle ist dabei proportional zur Taktung der Busse und damit in Zeiten des Berufsverkehrs am höchsten. Um die Belastung des speisenden Netzes während solcher Zeiten abzuschätzen, wurde für die Haltestelle ein exemplarischer Busfahrplan aufgestellt. Dieser beinhaltet drei Linien, von denen die erste zehnminütig, die zweite 20-minütig und die dritte stündlich getaktet ist. Somit ergibt sich ein Abfahrtsplan nach Tabelle 6.

**Tabelle 6: Exemplarischer Abfahrtsplan im Berufsverkehr**

Zeit	07:03	07:13	07:16	07:23	07:33	07:36	07:43	07:53	07:56	07:59	8:03	8:13
Linie	1	1	2	1	1	2	1	1	2	3	1	1

Die mittlere Ladeleistung während des Ladevorgangs wird mit 300 kW angenommen. Es wird ferner angenommen, dass der Ladevorgang im Mittel 20 Sekunden dauert. Die resultierende Leistungsabgabe an die Traktionsbatterie ist in Abbildung 10 (blaue Linie) dargestellt.

Erfolgt die Stromaufnahme der Ladestation aus einem Niederspannungsnetz, so muss ein Zwischenspeicher vorgesehen werden, der hier in Form eines Superkondensators mit einer Kapazität von 4 kWh angenommen wird. Die Leistungsaufnahme der Batterie aus dem Netz wird mit etwa 50 kW veranschlagt. Wie in der Abbildung zu sehen (rote Linie), lässt sich damit prinzipiell die Versorgung des Haltepunkts bei der angesetzten Leistungsaufnahme aus dem Netz sicherstellen. Zudem eröffnet sich grundsätzlich die Möglichkeit, die Leistungsaufnahme in gewissen Grenzen zu verschieben. Dies ist allerdings stark abhängig von der Dimensionierung des stationären Speichers und der konkreten Betriebssituation. Eine größere Dimensionierung des stationären Speichers kann beispielsweise an Knotenpunkten sinnvoll sein, an denen die Aufenthalte verschiedener Linien in kurzem zeitlichem Abstand aufeinander folgen können. Auch muss die Dimensionierung der Batterie dergestalt sein, mögliche außerplanmäßig höheren Busfrequenzen (z.B. aufgrund von Fahrplanabweichungen) wirksam ausgleichen zu können.



**Abbildung 10: Leistungsflüsse beim Haltestellen-Pulsladen (300 kW mittlere Ladeleistung) sowie Ladezustand des 4 kWh-Zwischenspeichers (auf Grundlage des in Tabelle 6 dargestellten Fahrplans)**

Bezüglich potentieller Flexibilität im Stromnachfrageprofil bei Batteriebusen lässt sich festhalten, dass diese (analog zur Situation bei Pkw) in erster Linie bei nächtlichem Laden der Busse im Depot zu erwarten sind. Die Standzeiten von Linienbussen sind allerdings gering; zudem sind die Einsatzprofile im Vorfeld gut abschätzbar, was eine Optimierung der Batteriespeicher auf diese Profile ermöglicht und „ungenutzte“ Speicherkapazitäten im Sinne einer Anpassung an Bedürfnisse des Stromnetzes begrenzt. Solche Kapazitäten müssten demzufolge explizit vorgesehen werden, was zusätzliche Kosten nach sich zieht.

### 3.2.5 Elektrischer Schienenverkehr

Der wesentliche Teil der verkehrsbedingten Stromnachfrage in Deutschland entfällt bislang auf den Schienenverkehr. Von den 12,2 TWh, die dieser jährlich verbraucht, entfallen ca. 3,6 TWh auf den Schienengüterverkehr. Er erbringt damit eine Transportleistung von etwa 107 Mrd. tkm. Die elektrischen Oberleitungen stellen den Zügen ihren Fahrstrom mit einer Spannung von 15 kV und einer Sonderfrequenz von 16,7 Hz zur Verfügung. Die Einspeisung in die Oberleitungen erfolgt über Bundesweit 185 Unterwerke (Stand 2013), die zum großen Teil an ein eigenes Bahnstromnetz (16,7 Hz, 110 kV) angeschlossen sind, das wiederum primär aus eigenen Kraftwerken bzw. Generatoren gespeist wird. Lediglich im Nordosten Deutschlands werden die Unterwerke in nennenswertem Umfang aus sogenannten Umformerwerken versorgt, die Energie direkt aus dem öffentlichen Hochspannungsnetz (50 Hz, 110 kV) entnehmen und auf die Bahnstromfrequenz 16,7 Hz umrichten.

Durch die verhältnismäßig großen Einzelverbraucher im Schienenverkehr (mehrere MW pro Zug) und die wechselseitigen Abhängigkeiten durch das stark ausgelastete Streckennetz, kommt es im Bahnstromnetz zu hohen kurzfristigen Lastschwankungen, die sich nicht prognostizieren lassen. Diese machen den Einsatz von Regelleistung in einem (im Verhältnis zur Gesamtleistung) deutlich größeren Umfang nötig, als dies beim öffentlichen 50-Hz-Netz der Fall ist. Diese Regelleistung bezieht das Bahnstromnetz über Kuppelstellen aus dem 50-Hz-Netz.

**Tabelle 7: Charakteristika der Stromnachfrage durch den Schienenverkehr (Betrachtung eines Unterwerks)**

<b>Anschlussleistung</b>	i.d.R. 2 x 15 MW je Unterwerk
<b>Spannungsebene</b>	Hochspannung (110 kV), meist aus dem separaten 16,7 Hz-Bahnstromnetz
<b>geographische Verteilung</b>	Unterwerke entlang der Bahnstrecken (im Abstand von etwa 30-50 km)
<b>typische(s) zeitliche(s) Profil(e)</b>	Starke Schwankungen je nach Zugfolge auf dem gespeisten Streckenabschnitt
<b>zeitliche Flexibilität der Nachfrage</b>	Die zeitliche Flexibilität für Demand Side Management tendiert gegen null. Vorhandene Flexibilitäten müssen bereits genutzt werden, um zu starke Leistungsgradienten im Bahnstromnetz zu vermeiden und die Kupplungselemente zum 50-Hz-Netz nicht zu überlasten.
<b>mögliche Hemmnisse für zeitliche Flexibilisierung</b>	Aus Gründen eines attraktiven Angebots mit hoher Transparenz und Kundenorientierung besteht die Notwendigkeit zu Taktfahrplänen im Personenverkehr; dies macht aus logistischen Gründen auch eine feste Taktung im Güterverkehr unerlässlich. Oberleitungsgetriebene Schienenfahrzeuge haben zudem keinen anderen Energiespeicher an Bord.

Bei Kenntnis des Fahrplans kann der Lastgang eines Unterwerks im Prinzip relativ gut berechnet werden. In der Praxis ergeben sich allerdings häufig Abweichungen vom Fahrplan (z.B. wegen Störungen auf einzelnen Streckenabschnitten). Durch die Vielzahl an logistischen Rahmenbedingungen, insbesondere die hohe Streckenauslastung auf vielen Hauptstrecken und in den Knoten im deutschen Bahnnetz, ergibt sich im Schienenverkehr keine Möglichkeit zu einer signifikanten Anpassung des zeitlichen Verlaufs der Stromnachfrage an das Angebot. Vielmehr muss vorhandene Flexibilität im Minutenbereich mitunter genutzt werden, um die Leistungsgradienten im Bahnstromnetz (und damit den notwendigen Bezug von Regelleistung aus dem 50-Hz-Netz) zu begrenzen.

### 3.3 Erzeugung strombasierter Kraftstoffe

Elektrizität kann entweder direkt für das Aufladen der Batterie, wie im oberen Kapitel dargestellt (vgl. Kapitel 3.2), oder zur Erzeugung von Kraftstoffen wie Druckwasserstoff (vgl. Abschnitt 3.3.1), Methan oder auch Benzin/Diesel (vgl. Abschnitt 3.3.2) genutzt werden.

Elektrolytisch erzeugter Wasserstoff lässt sich entweder direkt als Kraftstoff im Verkehr (vgl. Tabelle 8) einsetzen oder zusammen mit Kohlendioxid zur Herstellung von synthetischen, kohlenstoffhaltigen Kraftstoffen (vgl. Tabelle 9) verwenden. Die Elektrolyseanlage zur Erzeugung von Wasserstoff bildet die Schlüsselkomponente in der Produktion aller in dieser Arbeit berücksichtigten strombasierten Kraftstoffe. Ein Elektrolyseur wandelt elektrische Energie in chemische Energie (Wasserstoff) um. Der bei der Elektrolyse als Nebenprodukt anfallende Sauerstoff wird typischerweise weder stofflich noch

wirtschaftlich berücksichtigt. Für die Produktion von E-Methan, Benzin/Kerosin/Diesel ist CO<sub>2</sub> als Rohstoff notwendig. Mögliche Quellen dafür sind: CO<sub>2</sub> als Nebenprodukt bei der Aufbereitung von Biogas, CO<sub>2</sub> aus Abgas, z.B. Holzheiz-(kraft)werke oder CO<sub>2</sub> aus der Umgebungsluft.

Der spezifische Strombedarf für die Wasserstoffnutzung in Brennstoffzellenfahrzeugen liegt in der Größenordnung des Endenergiebedarfs heutiger Pkw mit Verbrennungsmotor. Ein mittleres Brennstoffzellenfahrzeug beispielsweise verbraucht etwa zwischen 30 und 40 kWh/100 km. Bei einer mittleren jährlichen Fahrleistung von 10.000 km bis 15.000 km ergibt sich ein Strombedarf von ca. 3.000 kWh bis 6.000 kWh pro Jahr. Der spezifische Strombedarf für den Einsatz von Methan in Pkw liegt etwa 80 % über den Werten für Wasserstoff. Für andere Verkehrsträger wie beispielsweise Lkw ist dieselbe Reihung in Bezug auf den spezifischen Strombedarf zu erwarten. [Öko-Institut 2013].

Eine breite Einführung von PtG zur Erzeugung von strombasierten Kraftstoffen (H<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, Power-to-Liquids) bedeutet, dass ein großer Teil der Energienachfrage in Form fossiler Kraftstoffe in den Stromsektor verschoben wird. Eine starke Nutzung von Kraftstoffen auf Strombasis kann zu einem signifikanten Anstieg der gesamten Stromnachfrage führen. Der zusätzliche Strombedarf der Elektrolyseure liegt abhängig von den getroffenen Annahmen (Wirkungsgrade der eingesetzten Technologien, Infrastrukturstrategien, Fahrleistungen, etc.) zwischen 12 und 430 TWh/a [DLR et al. 2015], [Öko-Institut 2013], [DLR et al. 2014a]. Dies stellt 2 – 70 % der heutigen Stromerzeugung dar (vgl. Abschnitt 4.1.1).

Im Folgenden werden auf Strombasis erneuerbar herstellbare Kraftstoffe anhand von Steckbriefen dargestellt und charakterisiert.

### **3.3.1 Wasserstoff aus erneuerbarem Strom für FCEV**

Tabelle 8 stellt die vier ausgewählten Pfade der Wasserstofferzeugung für Brennstoffzellenfahrzeuge dar. Im Fall der zentralen Wasserstoffproduktion an der EE-Erzeugung oder an den H<sub>2</sub>-Verbrauchszentren wird Druckwasserstoff (CGH<sub>2</sub>) über Elektrolyse zentral erzeugt und gespeichert. Der aus dem Speicher entnommene Wasserstoff kann z.B. über ein Pipeline-Netz zu den Tankstellen transportiert werden. Die elektrische Anschlussleistung der Elektrolyse liegt hier bei über 20 MW<sub>el.</sub>; die Anlagen werden an das Hochspannungsnetz angeschlossen. Dezentrale Wasserstofferzeugung wird durch kleinere elektrische Anschlussleistungen sowie niedrigere Spannungsebenen charakterisiert.

**Tabelle 8: Steckbrief Wasserstoffnachfrage durch Brennstoffzellenfahrzeuge**

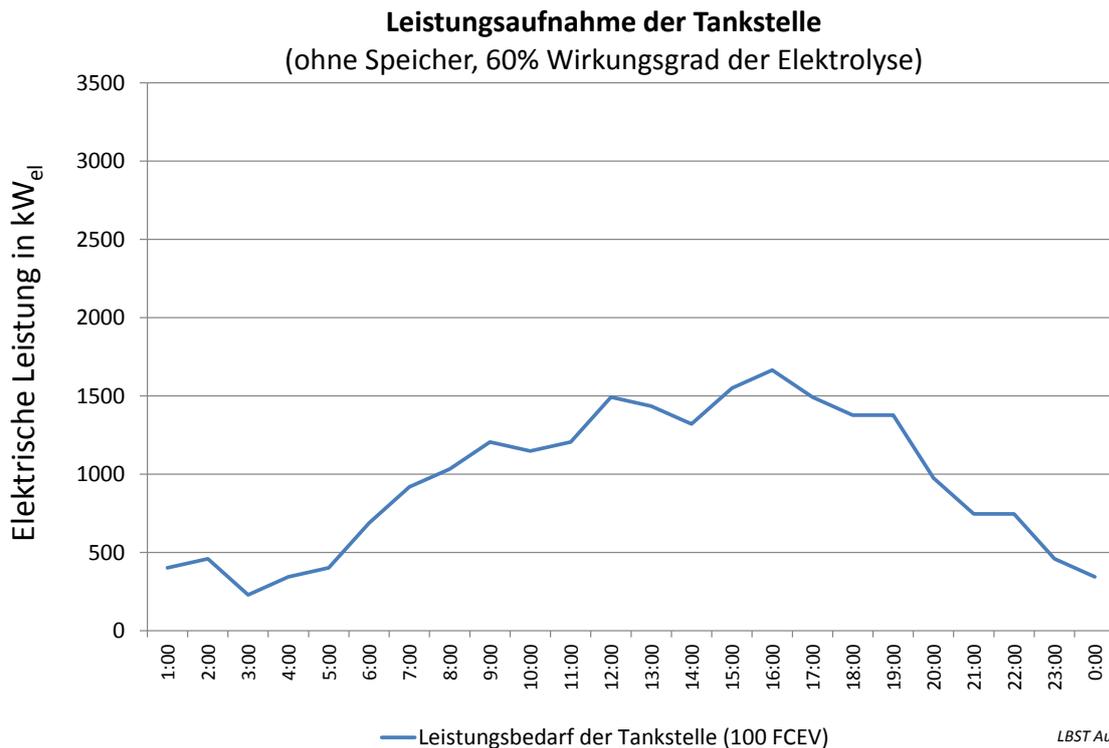
<b>EE-Wasserstoff (CGH<sub>2</sub><sup>16</sup>) für Brennstoffzellenfahrzeuge (FCEV<sup>17</sup>), basierend auf [DLR et al. 2014b]</b>				
<b>H<sub>2</sub>-Erzeugung</b>	Zentral (an der EE- Erzeugung)	Zentral (Verbrauchszentren)	Dezentral (für wenige Tankstellen)	Dezentral (an der Tankstelle)
<b>Gesamtnutzungsgrad (Strom zu Kraftstoff)</b>	~60 %	~60 %	~58 %	~58 %
<b>Anschlussleistung</b>	> 20 MW <sub>el</sub>	> 20 MW <sub>el</sub>	0,025...20 MW <sub>el</sub>	0,025...20 MW <sub>el</sub>
<b>Spannungsebene</b>	HS	HS	NS/MS/HS <sup>18</sup>	NS/MS/HS
<b>Bereitstellung</b>	Zentrale EE- Stromerzeugung → zentrale PtG an der Erzeugung (Elektrolyse, H <sub>2</sub> - Speicherung) → H <sub>2</sub> -Transport an die Tankstellen	Strombezug aus dem Netz → wenige zentrale PtG- Anlagen an den Verbrauchszentren (Elektrolyse, H <sub>2</sub> - Speicherung) → H <sub>2</sub> - Transport an die Tankstellen	Strombezug aus dem Netz → viele dezentralen PtG- Anlagen (Elektrolyse, H <sub>2</sub> - Speicherung) → H <sub>2</sub> -Transport an die naheliegenden Tankstellen	Strombezug aus dem Netz → dezentrale PtG- Anlage (Elektrolyse, ggf. H <sub>2</sub> - Speicherung) direkt an der Tankstelle
<b>Typische zeitliche Nachfrageprofile (Strom)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Direkter Anschluss ans Stromnetz möglich (Abbildung 11)</li> <li>▪ Durch einen Wasserstoffspeicher werden die Wasserstoffherzeugung (Stromnachfrage) und Wasserstoffnachfrage voneinander entkoppelt (Abbildung 12 und Abbildung 13).</li> </ul>			
<b>Zeitliche Flexibilität der Nachfrage (Strom)</b>	Sehr flexibel: Elektrolyseure können der fluktuierenden EE-Stromerzeugung ohne Zeitverzug folgen (zeitweise überlastbar (Abschnitt 5.2.5, Abbildung 25), minimale Teillast je nach Elektrolysetechnologie/-Anlagengröße).			
<b>Mögliche Hemmnisse für zeitliche Flexibilisierung</b>	Gewählte Speicherauslegung, gewählte Elektrolysetechnologie/Anlagenauslegung			

Am Beispiel einer Wasserstofftankstelle für 100 FCEV soll hier die Bedeutung des Speichers und die mögliche Rolle strombasierter Kraftstoffe erläutert werden. Abbildung 11 stellt zunächst das Nachfrageprofil einer Wasserstofftankstelle, ausgehend von 100 FCEV-Betankungen pro Tag dar. Diese zeigt die intermittierende Leistungsaufnahme aus dem Stromnetz für die Erzeugung von Wasserstoff unter der Annahme, dass an der Tankstelle kein zusätzlicher Wasserstoffspeicher installiert ist. Die Leistungsaufnahme aus dem Stromnetz richtet sich dabei nach der Wasserstoffabgabe an der Tankstelle. Dies bedeutet eine ‚harte‘ Kopplung zwischen Stromaufnahme und H<sub>2</sub>-Abgabe. In der Praxis wird auch bei der Vorort-Erzeugung von Wasserstoff an der Tankstelle ein minimaler H<sub>2</sub>-Pufferspeicher für die Durchführung des Betankungsvorgangs eingesetzt.

<sup>16</sup> CGH<sub>2</sub> – engl. Compressed Gas Hydrogen

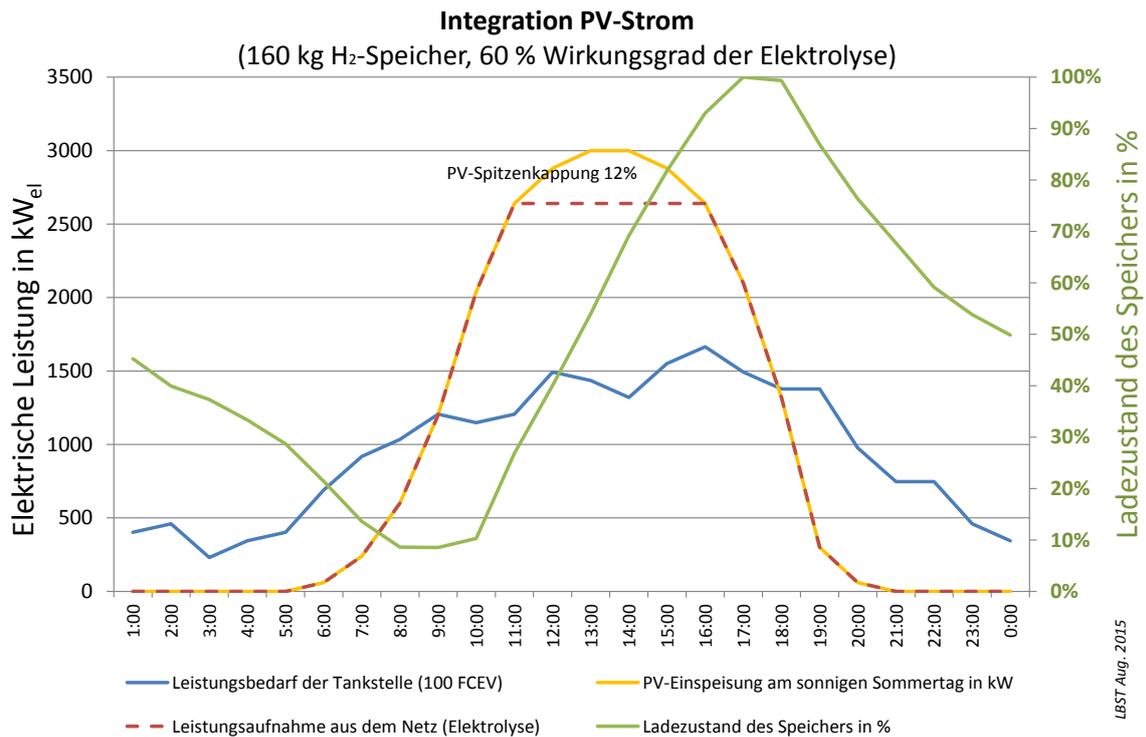
<sup>17</sup> FCEV – engl. Fuel Cell Electric Vehicle

<sup>18</sup> Niederspannung (NS: ≤ 1 kV), Mittelspannung (MS: > 1 kV ... ≤ 72,5 kV), Hochspannung (HS: > 72,5 kV ... ≤ 125 kV)

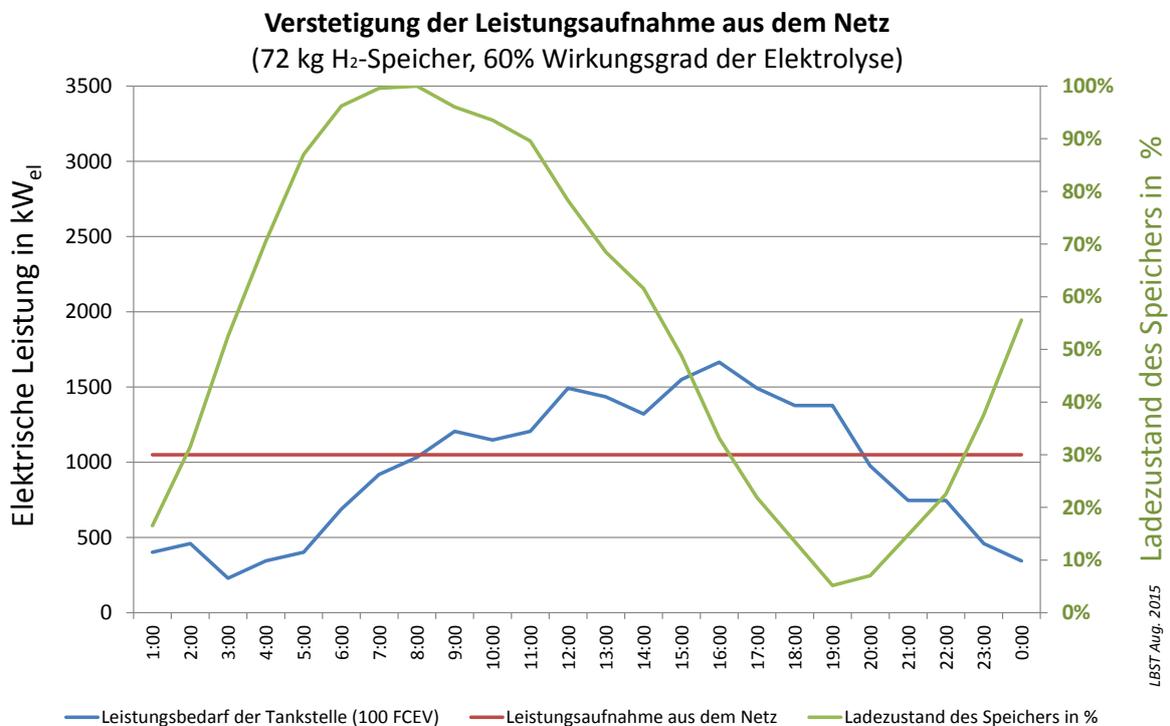


**Abbildung 11: Leistungsbedarf der Wasserstofftankstelle (100 FCEV/Tag, Energiebedarf 23 MWh<sub>el</sub>/Tag, Wasserstoffumsatz 400 kg/Tag); ohne Speicher an der Tankstelle**

Unter Einbeziehung eines Wasserstoffspeichers kann die Stromnachfrage von der Wasserstoffnachfrage zeitlich entkoppelt werden. Dies erleichtert die Integration von (fluktuierendem) erneuerbarem Strom und gewährleistet einen bevorzugten Strombezug bei hoher EE-Stromverfügbarkeit. Die H<sub>2</sub>-Produktion kann durch die installierte Elektrolyseurleistung, installierte H<sub>2</sub>-Speicherkapazität sowie die gewählte Elektrolysebetriebsstrategie unterschiedliche Ziele verfolgen. In den Abbildung 12 und Abbildung 13 werden beispielhaft zwei Anwendungsfälle dargestellt: zum einen die Integration von PV-Strom zur Erhöhung des Eigenverbrauchs, und zum anderen die Verstetigung des Strombezugs mit dem Ziel, eine minimale Elektrolysekapazität zu installieren bzw. den Leistungspreis des Strombezugs zu minimieren.



**Abbildung 12: Exemplarische Auslegung eines Wasserstoffspeichers zur Integration von PV-Strom und Deckung des Tankstellenbedarfs (100 FCEV/Tag); die Elektrolyse ( $P_{inst.} = 2.650 \text{ kW}_{el}$ ) folgt dem PV-Angebot; der H<sub>2</sub>-Speicher (160 kg H<sub>2</sub>) hält den Kraftstoff vor**



**Abbildung 13: Exemplarische Auslegung eines Wasserstoffspeichers zur Deckung des Tankstellenbedarfs (100 FCEV/Tag) bei stetiger Leistungsaufnahme aus dem Netz: Elektrolyseleistung  $P_{inst.} = 1.050 \text{ kW}_{el}$  und 72 kg-H<sub>2</sub>-Speicher**

Weitere Anlagenauslegungen und Betriebsregime sind denkbar, z.B. zusätzliche Speicherkapazitäten und Rückverstromungsmöglichkeiten zur Bereitstellung von gesicherter Leistung. Auch Elektrolyseure können anders gewählt werden. Zum Beispiel nicht nach dem maximalen Stromangebot ausgerichtet (Abbildung 12), sondern auf einen Teil des maximalen Stromangebotes ausgelegt, sodass bei höheren Leistungen die Elektrolyse eine gewisse Zeit im Überlastbereich gefahren wird (siehe Abschnitt 5.2.5, Abbildung 25). Die richtige Wahl des Leistungsverhältnisses zwischen Elektrolyseur und Stromeinspeisung ermöglicht einen höheren Jahresnutzungsgrad des Elektrolyseurs.

Im Rahmen dieser Studie wird zur Flexibilisierung der Wasserstoffproduktion in den im Kapitel 6 untersuchten Szenarien ein Mehrtageesspeicher (120 h) für Wasserstoff unterstellt. PtG kann dadurch sowohl als Stunden- als auch Tages- und Langzeitspeicher eingesetzt werden und somit zur Netzentlastung und Nutzungsgraderhöhung beitragen sowie den effizienten Ausbau erneuerbarer Energien erleichtern.

### **3.3.2 Methan synthetisiert aus erneuerbarem Strom (ggf. verflüssigt) für ICE**

Wasserstoff ist die Basis für alle strombasierten Kraftstoffe. In der Tabelle 9 sind die verschiedenen Pfade der Methansynthese für Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor dargestellt. Das EE-Methan wird aus Wasserstoff über Wasserelektrolyse mit Strom aus erneuerbaren Energiequellen und durch nachgeschaltete Methanisierung mit CO<sub>2</sub> hergestellt. Es wird zwischen der zentralen und dezentralen Methanerzeugung unterschieden. Die CO<sub>2</sub>-Abtrennung erfolgt entweder aus Luft über Auswaschung mit Kalilauge und Regenerierung des Waschmittels über Elektrodialyse, oder aus der Biogasanlage, die bereits mit einer Anlage zur Aufbereitung von Biogas zu reinem Methan ausgerüstet ist. Wird das Methan nicht direkt an der Tankstelle hergestellt, so wird das Gas über das Erdgasnetz zu den Tankstellen transportiert.

**Tabelle 9: Steckbrief Methansynthese für Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor**

<b>EE-Methan (CH<sub>4</sub>) für Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor (ICE<sup>19</sup>), basierend auf [DLR et al. 2014b]</b>			
<b>CH<sub>4</sub>-Erzeugung</b>	Zentral (an der EE-Erzeugung)	Dezentral (an der Tankstelle)	Dezentral (an der Biogasanlage)
<b>CO<sub>2</sub>-Quelle</b>	CO <sub>2</sub> aus Luft	CO <sub>2</sub> aus Luft	CO <sub>2</sub> aus Biogasaufbereitung
<b>Gesamtnutzungsgrad (Strom zu Kraftstoff)</b>	41 %	41 %	50 %
<b>Anschlussleistung</b>	> 20 MW <sub>el</sub>	0,025...20 MW <sub>el</sub>	0,025...20 MW <sub>el</sub>
<b>Spannungsebene</b>	HS	NS/MS/HS	NS/MS/HS
<b>Bereitstellung</b>	Zentrale EE-Stromerzeugung → zentrale PtG an der Erzeugung (Elektrolyse, CO <sub>2</sub> - Abtrennung, Methanisierung) → CH <sub>4</sub> -Transport (Erdgasnetz)	Strombezug aus dem Netz → dezentrale PtG an der Tankstelle (Elektrolyse, CO <sub>2</sub> -Abtrennung, Methanisierung)	Strombezug aus dem Netz → dezentrale PtG an der Biogasanlage (Elektrolyse, Methanisierung) → CH <sub>4</sub> -Transport (Erdgasnetz) zu den Tankstellen
<b>Typische zeitliche Nachfrageprofile (Strom)</b>			
<b>Zeitliche Flexibilität der Nachfrage (Strom)</b>	Siehe Kapitel 3.3.1 Elektrolyse zur Wasserstoffherzeugung ist hier auch die bestimmende Komponente		
<b>Mögliche Hemmnisse für zeitliche Flexibilisierung</b>			

Benötigt das Fahrzeug verflüssigtes Methan (LNG), so wird dieses aus dem gasförmigen Methan via nachgeschalteter Verflüssigung hergestellt. Die Verflüssigung kann sowohl zentral als auch (bei größeren Tankstellen) dezentral erfolgen [DLR et al. 2013], [DLR et al. 2014].

### 3.4 Fazit

Elektrizität kann entweder direkt für das Aufladen der Batterie, mittels Direktnutzung als Fahrstrom oder zur Erzeugung von Kraftstoffen wie Druckwasserstoff, Methan oder auch Benzin/Diesel genutzt werden.

Mit zunehmender Marktdurchdringung von **batterie- und oberleitungsgetriebenen Elektrofahrzeugen** werden diese trotz hoher Effizienz des Antriebs zu bedeutenden Stromnachfragern. Die Stromnachfrageprofile der einzelnen elektrifizierbaren Fahrzeuggruppen unterscheiden sich dabei deutlich: Bei der Ladung batterieelektrischer Fahrzeuge an Orten, wo diese ohnehin längere Zeit verweilen (z.B. über Nacht in der Garage oder tagsüber am Arbeitsplatz), wird mit relativ geringer Leistung geladen. Zudem ergeben sich hier in der Regel erhebliche Potenziale zur Anpassung / Verschiebung der Stromnachfrage im Bereich einiger Stunden, deren Hebung mit nur geringen Kosten verbunden ist. Dies trifft vor allem auf Pkw zu, da hier die Standzeiten im Schnitt deutlich länger sind als bei Nutzfahrzeugen. Letztere unterliegen meist relativ gut planbaren Nutzungsmustern sowie in der Anschaffung einem höheren Kostendruck, sodass Flexibilisierungsmöglichkeiten der Nachfrage hier schwieriger zu realisieren sind.

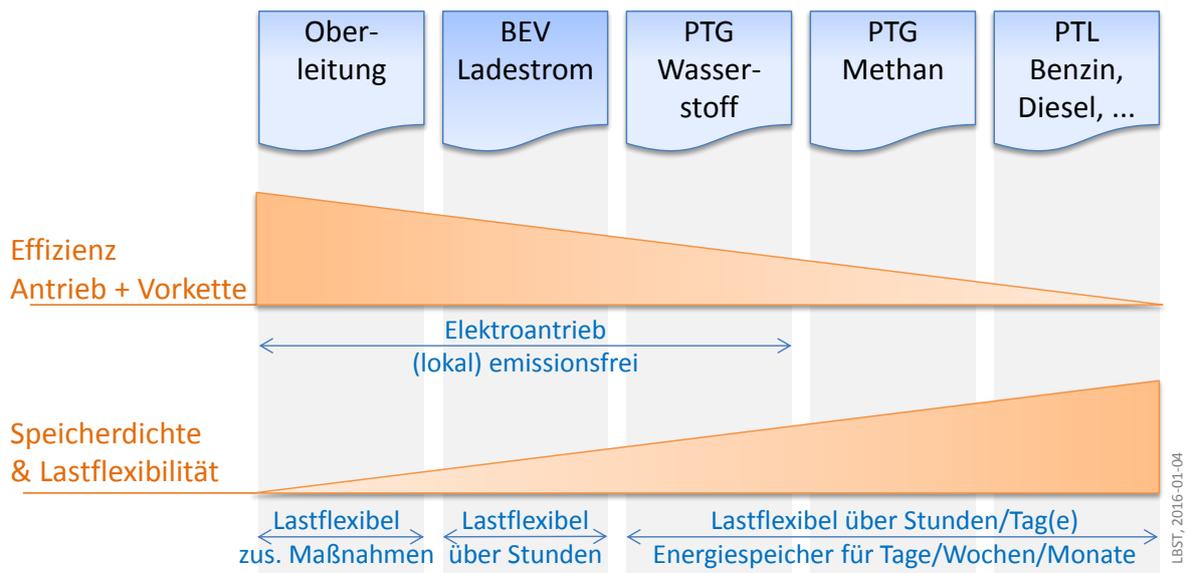
<sup>19</sup> ICE – Fahrzeug mit Verbrennungsmotor (engl. Internal Combustion Engine)

Oberleitungsgebundene Fahrzeuge weisen den höchsten Wirkungsgrad bei der Umwandlung von Netzstrom in Vortriebsenergie auf, allerdings auch die direkteste zeitliche und örtliche Kopplung des Strombezugs an das Fahrprofil. Beim Schienenverkehr ist eine Anpassung des Strombezugs an Erfordernisse des Stromnetzes so gut wie nicht möglich; erschwerend kommt hier die (historisch bedingte) Versorgung aus einem eigenen Bahnstromnetz mit Sonderfrequenz hinzu. Bei Oberleitungs-Lkw hängt die Flexibilität stark von der gewählten Hybridisierung ab. Ein hinreichend dimensionierter Batteriespeicher an Bord birgt das Potenzial, Strecken ohne Oberleitung emissionsfrei zurückzulegen und zusätzlich die Stromnachfrage der Fahrzeuge unter Oberleitung zu flexibilisieren, bei gleichzeitig hoher Effizienz des Gesamtsystems.

Der spezifische Strombedarf für die **Wasserstoffnutzung in Brennstoffzellenfahrzeugen** liegt in der Größenordnung des Endenergiebedarfs heutiger verbrennungsmotorisch betriebener Pkw. Ein mittleres Brennstoffzellenfahrzeug beispielsweise verbraucht für die Wasserstoffbereitstellung etwa zwischen 30 und 40 kWh<sub>el</sub>/100 km. Der spezifische Strombedarf für den Einsatz von Methan in Pkw liegt etwa 80 % über den Werten für Wasserstoff. Für andere Verkehrsträger (wie beispielsweise Lkw) ist dieselbe Reihung in Bezug auf den spezifischen Strombedarf zu erwarten. Eine breite Einführung von PtG zur Erzeugung von strombasierten Kraftstoffen bedeutet, dass ein großer Teil der Energienachfrage in Form fossiler Kraftstoffe in den Stromsektor verschoben wird, was zu einem signifikanten Anstieg der gesamten Stromnachfrage führen kann.

Elektrolyse ist die Kernkomponente von PtG. Eine Zwischenspeicherung des Wasserstoffs ist nahezu für jede weitere Anwendung – neben der direkten stofflichen Nutzung als Kraftstoff im Verkehr – erforderlich. Eine besondere Rolle des Speichers bei Implementierung von PtG ist hervorzuheben. Durch einen Wasserstoffspeicher wird die Wasserstofferzeugung (Stromnachfrage) und Wasserstoffnachfrage zeitlich bzw. räumlich voneinander entkoppelt.

Zusammenfassend ist für die Charakterisierung der Stromnachfrage im Verkehr festzuhalten, dass die verschiedenen diskutierten Kraftstoffe/Antriebe gegenläufige Vor- und Nachteile hinsichtlich ihrer Effizienz bei Energiebereitstellung (Vorkette) und –nutzung (Antrieb) sowie ihrer Flexibilität beim Strombezug, und nicht zuletzt auch hinsichtlich der Energiespeicherdichte der Kraftstoffe aufweisen. In Abbildung 14 sind die Zusammenhänge überblicksmäßig in qualitativer Form dargestellt.



**Abbildung 14: Effizienz, Speicherdichte und Wirkungsgrad verschiedener Kraftstoffe/Antriebe (illustrativ)**

Aus Abbildung 14 wird ersichtlich, dass es bei den verschiedenen Kraftstoffen/Antrieben einen gegenläufigen Zusammenhang insbesondere zwischen Effizienz und Systemdienlichkeit gibt. Effiziente Systeme sind – ohne zusätzliche Maßnahmen wie Stromspeicher oder Hybridisierung – tendenziell eher ‚hart‘ an das Stromnetz gekoppelt. Ineffizientere Systeme, wie z.B. PtL-Kraftstoffe im Verbrennungsmotor, sind in ihrer Kopplung mit dem Stromsystem demgegenüber sehr elastisch. Zu erkennen ist auch, dass Wasserstoff einen robusten Kompromiss in diesem Spannungsfeld darstellt und als einzige Option sowohl lokale Emissionsfreiheit bei seiner Nutzung in Fahrzeugen aufweist als auch für Langfristspeicherung geeignet ist.

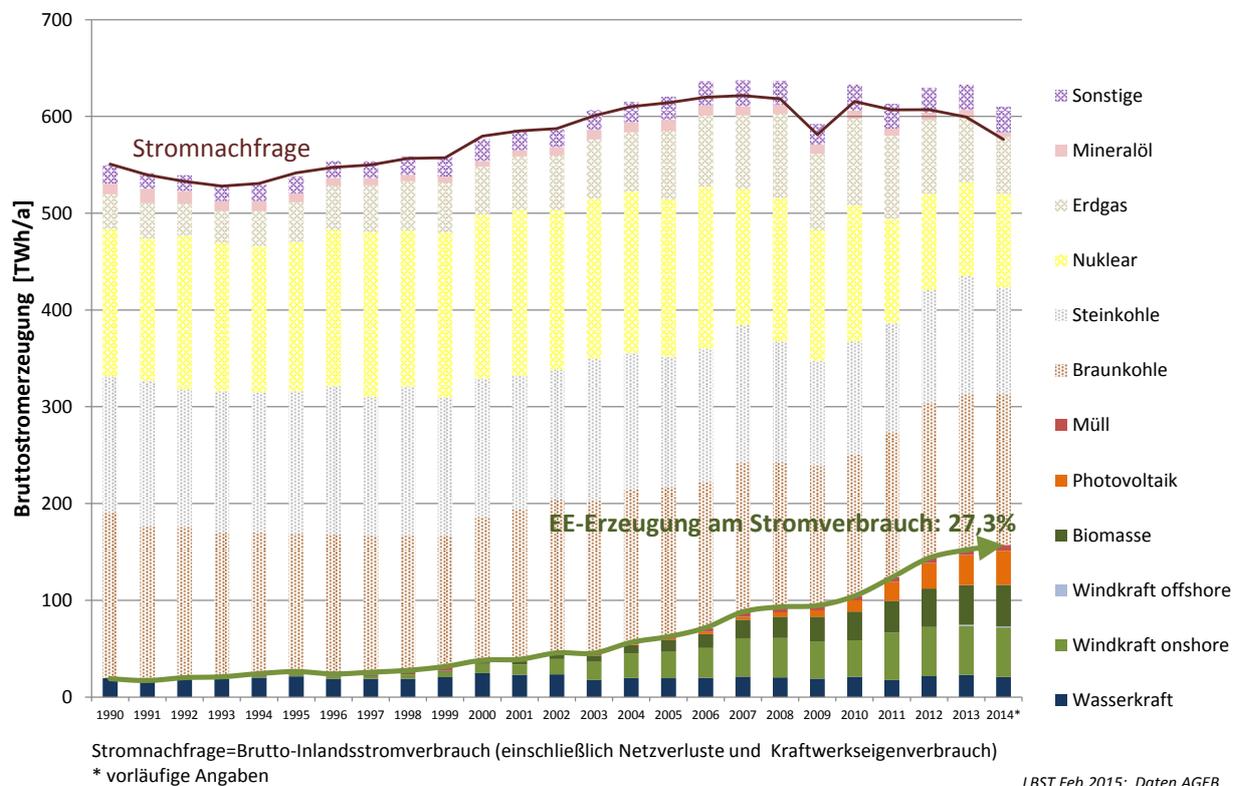
## 4 Charakterisierung des Stromversorgungssystems

### 4.1 Darstellung der aktuellen Situation im Stromsektor

Um die zukünftigen Herausforderungen und den potenziellen Nutzen durch einen erhöhten Strombedarf des Verkehrs auf das Stromversorgungssystem aufzuzeigen und eine nähere Betrachtung der daraus folgenden Anforderungen an das Stromversorgungssystem zu ermöglichen, werden zunächst die Charakteristika von Stromerzeugung und -verbrauch sowie die Struktur des Stromnetzes in Deutschland dargestellt.

#### 4.1.1 Stromerzeugung und Stromverbrauch

Die Entwicklung der Bruttostromerzeugung in Deutschland seit 1990 ist der Abbildung 15 zu entnehmen.



**Abbildung 15: Entwicklung der Stromerzeugung in Deutschland**

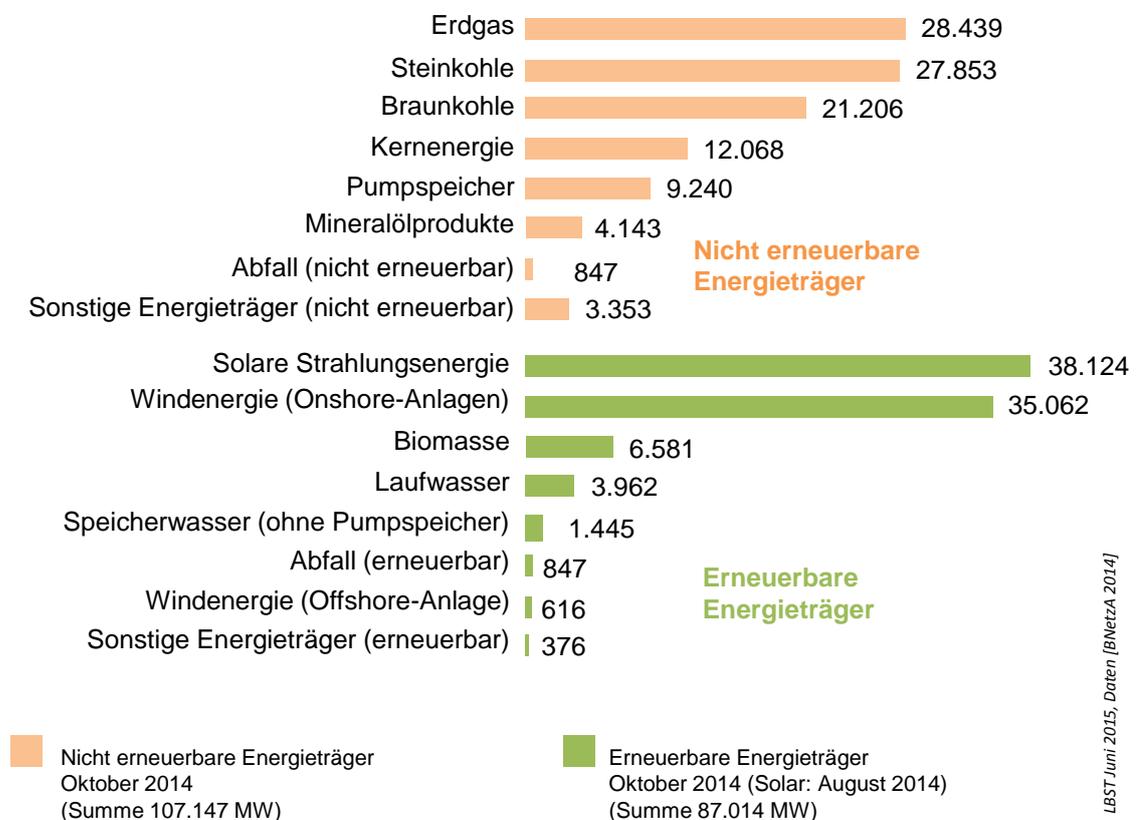
Die Stromerzeugung ist in Deutschland im Jahr 2014 (610 TWh) um etwa 3,8 % gegenüber dem Vorjahr (633 TWh) zurückgegangen. Braunkohle (25,6 %), gefolgt von Steinkohle (18 %) und der Kernenergie (15 %), sind die Hauptenergieträger für die deutsche Stromerzeugung. Der Anteil des Erdgases liegt bei 9,6 %, während die Stromgewinnung aus Mineralölprodukten etwa 0,8 % der Gesamterzeugung im Jahr 2014 betrug.

Der bundesweite Stromerzeugungsmix hat sich im letzten Jahrzehnt deutlich verändert. Die öffentliche Stromversorgung in Deutschland wurde in der Vergangenheit im Kern durch eine überschaubare Zahl von wenigen hundert großen zentralen Stromerzeugungsanlagen (fossile Kraftwerke mit mehr als 100 MW Leistung) realisiert. Im letzten Jahrzehnt leisteten mehrere „kleinere“ dezentrale

Erzeugungstechnologien wie Kraftwärmekopplungsanlagen (KWK) oder Strom aus Sonne und Wind (onshore und offshore) steigende Beiträge zur Stromversorgung.

Der Erzeugungsbereich war im Jahr 2014 durch einen weiteren Kapazitätswachst der erneuerbaren Energieträger gekennzeichnet. Diese deckten mit 157 TWh etwa 27 % des deutschen Strombedarfs. Der Zubau erneuerbarer Stromerzeugung erfolgte in den vergangenen Jahren insbesondere bei Windenergie, Photovoltaik und Strom aus Biomasse. Die Nutzung der Windenergie stieg im Jahr 2014 auf 52,4 TWh; der Photovoltaik auf 35,2 TWh.

Die installierten Gesamterzeugungsleistungen stiegen im Jahr 2014 (Stand: August 2014) auf 194 GW an. Hiervon sind 107 GW den nicht erneuerbaren Energieträgern und 87 GW den erneuerbaren Energieträgern zuzurechnen (vgl. Abbildung 16) [BNA 2014]. Damit hat der EE-Sektor längst den Nischenbereich verlassen.



**Abbildung 16: Installierte elektrische Erzeugungsleistung (Netto-Nennleistung)**

Die Entwicklung der Stromnachfrage in Deutschland in den Jahren 1991 bis 2014 ist in Abbildung 15 dargestellt. Der Stromverbrauch ist in den letzten Jahren leicht rückläufig. Gründe dafür liegen nach Angaben des BDEW in der bislang schwachen Produktionsentwicklung in der stromintensiven Industrie sowie generellen Effizienzsteigerungen beim Stromverbrauch [BDEW 2014]. Ein zunehmender Anteil der Stromnachfrage (von über 27 %) wird derzeit durch erneuerbare Energien gedeckt.

Im Jahr 2014 lag der Nettostromverbrauch<sup>20</sup> bei rund 528 TWh. Die Anteile der einzelnen Verbrauchergruppen am Stromverbrauch blieben in den vergangenen 10 Jahren weitgehend stabil. Größter Stromverbraucher war im Jahr 2013 die Industrie mit einem Verbrauchsanteil von 46 %. Die zweitgrößte Gruppe bildeten die rund 40 Mio. privater Haushalte mit einem Anteil von 26 %, gefolgt vom Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) mit 24 %. Der Verkehr kam auf 2 %, die Landwirtschaft verbrauchte ebenfalls 2 %.

Die deutschlandweite Jahreshöchstlast im öffentlichen Stromnetz beträgt ca. 81 GW und wird durch Aggregation der vorliegenden Lastzeitreihen der vier Regelzonen ermittelt [ÜNB 2014]. Die Höchstlast ist weit kleiner als die gesamte Leistung aller installierten Verbraucher, da nie alle Verbraucher gleichzeitig betrieben werden.

#### 4.1.2 Stromtransport und Stromverteilung

Neben der Stromerzeugung sind auch der Transport und die Verteilung elektrischer Energie für die Versorgungssicherheit und -qualität von großer Bedeutung.

Die Strukturdaten des deutschen Stromnetzes sind in Tabelle 10 dargestellt. Mit rund 35.000 km Länge verbindet das Übertragungsnetz die Kraftwerke mit den Einspeisestellen der Verteilnetze. Das Übertragungsnetz in Deutschland wird mit Höchstspannung (380 kV/220 kV) betrieben. Das Verteilnetz arbeitet mit niedrigeren Spannungen und dient innerhalb einer begrenzten Region der Verteilung elektrischer Energie zur Belieferung von Kundenanlagen.

In Deutschland werden Nieder-, Mittel- und Hochspannungsnetze als Verteilnetze genutzt. Im Vergleich zum deutschen Übertragungsnetz macht das Verteilernetz mit 1,7 Mio. km Leitungslänge den weitaus größten Teil des deutschen Stromnetzes aus.

**Tabelle 10: Netzstrukturdaten Strom 2013 [BNA 2014]**

	Übertragungsnetz	Verteilnetz
Anzahl der Netzbetreiber	4	884
Stromkreislänge in km	34.855	> 1.763.083

Planung, Errichtung und Betrieb der Stromversorgungsnetze werden in Deutschland von Stromnetzbetreibern vorgenommen.

Aus der Energiewende ergibt sich für die Netzbetreiber ein erheblicher Bedarf an Netzausbau, Netzoptimierung und netzverstärkenden Maßnahmen. Mehrere Netzbetreiber sind bereits heute zumindest punktuell von der Integration dezentraler Einspeisungen betroffen. Die betroffenen Netzbetreiber sind vorwiegend im ländlichen Raum zu finden.

#### Übertragungsnetze

Durch die Konzentration von Erzeugungsanlagen (vor allem Windenergie) in Norddeutschland entstehen zunehmend Engpässe bei der Übertragung von Strom aus Nord- nach Süddeutschland.

<sup>20</sup> Der Nettostromverbrauch bezeichnet die vom Verbraucher genutzte elektrische Arbeit nach Abzug des Eigenbedarfs der Kraftwerke und der Übertragungs- bzw. Netzverluste.

Steigende EE-Anteile mit schwankendem Dargebot und steigende Transite durch Stromhandelsgeschäfte erfordern größere Netzkapazitäten. Schon heute geraten die Übertragungsnetze aufgrund des dynamischen Zubaus an EE-Anlagen und einem Mangel an gesicherter Erzeugungsleistung in einzelnen Regionen an ihre Belastungsgrenzen [BNA 2015].

Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sind verpflichtet, jährlich einen Netzentwicklungsplan (NEP) zu erstellen, der alle Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des Stromtransportnetzes enthält, die in den nächsten zehn bzw. zwanzig Jahren für einen sicheren Netzbetrieb erforderlich sind.

Seit dem Jahr 2013 wird darüber hinaus ein seeseitiger Ausbauplan für die Anbindung von Windenergieanlagen auf See (O-NEP) erstellt. Dessen Erstellung erfolgt analog dem Vorgehen beim landseitigen NEP.

Im Ergebnis entsteht der Bundesbedarfsplan mit den Transportstromnetz-Ausbaumaßnahmen. Für die darin enthaltenen Vorhaben sind mit dem Erlass des Bundesbedarfsplangesetzes die „energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf“ verbindlich festgestellt. Der Bundesbedarfsplan enthält die 36 von der Bundesnetzagentur bestätigten Vorhaben des Netzentwicklungsplans (Stand 2015). Aus dem aktuellen Bundesbedarfsplangesetz (BBPIG) vom 23. Juli 2013 ergibt sich ein Bedarf von rund 2.800 km an Neubautrassen und rund 2.900 km an Optimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen in bestehenden Trassen (Übertragungsnetz). Für diese Vorhaben führt die Bundesnetzagentur die Bundesfachplanungen und im Anschluss die Planfeststellungsverfahren durch.

Eine vergleichbare Funktion hatte bereits das Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) aus dem Jahr 2009. Von insgesamt 1.872 km EnLAG-Leitungen sind bislang lediglich 479 km (~25 %) realisiert. Nach Einschätzung der ÜNB sollen bis zum Jahr 2016 etwa 40 % der Leitungen fertiggestellt sein. Von den Pilotstrecken mit Erdkabeln sind bislang noch keine in Betrieb (Stand nach dem ersten Quartal 2015, [EnLAG-Monitoring 2015]). Das Investitionsvolumen der EnLAG-Vorhaben wird auf 5 Mrd. € geschätzt.

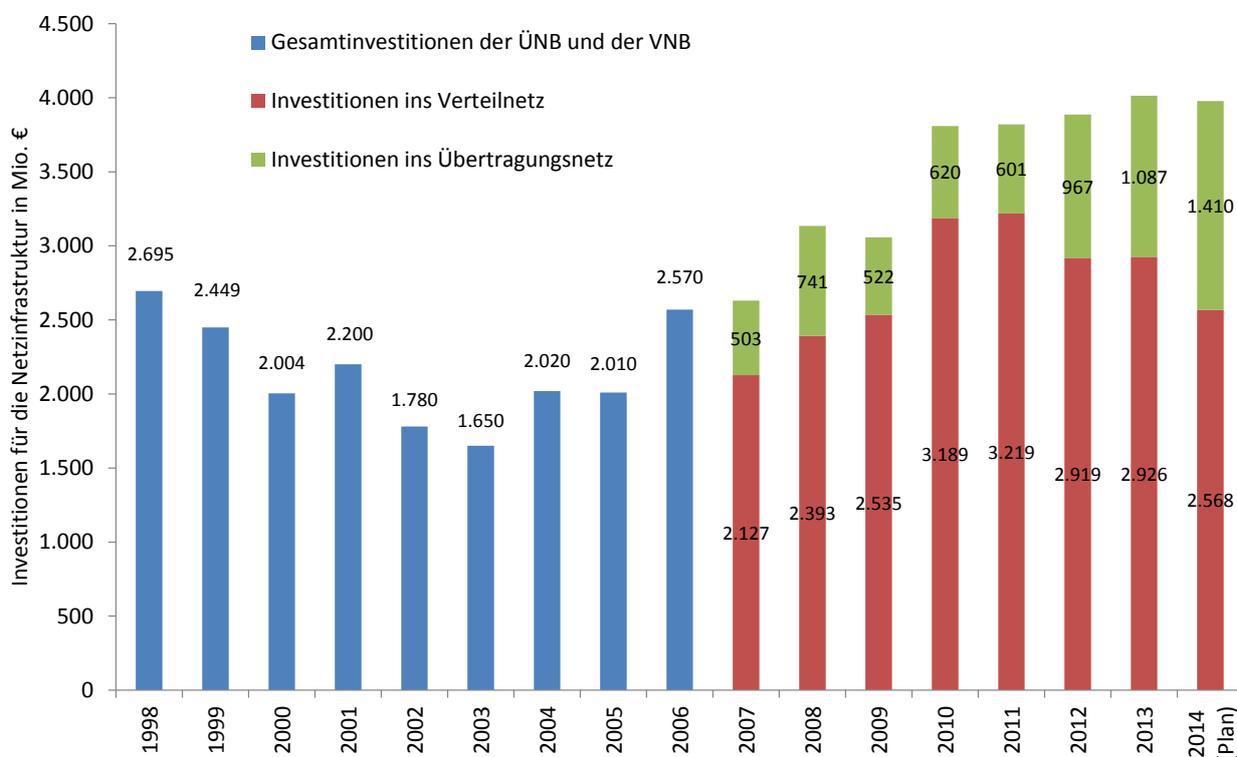
### Verteilnetze

Dezentrale Einspeisung erneuerbarer Energien erfolgt heute überwiegend (98 % [DIHK 2015]) in die Verteilnetze. Der starke Ausbau von regenerativen Energieerzeugungsanlagen und die gesetzlich vorgegebene Anschluss- und Abnahmepflicht, unabhängig von der Aufnahmefähigkeit des Netzes, stellt die Verteilnetzbetreiber vor große Herausforderungen und führt auch in den Verteilnetzen zu Engpässen, die derzeit noch regional und zeitlich begrenzt sind. Die Belastung der Verteilnetzbetreiber durch den Anschluss von EE-Erzeugungsleistung fällt deutschlandweit sehr unterschiedlich aus: 80 % der installierten Erzeugungsleistung auf Basis Erneuerbarer Energien konzentriert sich bei insgesamt nur 20 der ca. 880 Verteilnetzbetreiber [BNA 2015].

Anders als beim Übertragungsnetzausbau existiert kein allgemein gültiges Verfahren zur Bestimmung des Verteilnetzausbaubedarfs. Der Netzausbaubedarf ist prinzipiell nicht-linear von der Kombination aus der jeweiligen Netzstruktur, der Versorgungsaufgabe und der Leistung an EE-Anlagen abhängig. Sämtliche Studien zum Verteilnetzausbaubedarf ([dena 2012a], [BMW i 2014], [BDEW 2011]) gehen

von einem deutlichen Ausbau der deutschen Verteilnetze aus. Beispielsweise wird in der BMWi-Studie von einem Netzausbaubedarf (Optimierung, Verstärkung und Ausbau) zwischen ca. 130.000 km (Szenario „EEG 2014“) und ca. 280.000 km (Szenario „Bundesländer“) bis 2032 ausgegangen. Neben den konventionellen Ausbaumaßnahmen werden die Verteilnetze zunehmend intelligent gesteuert und somit an die geänderten Erfordernisse angepasst. Durch die Umsetzung innovativer Maßnahmen, z.B. die Kombination von Erzeugungsmanagement mit regelbaren Ortsnetztransformatoren (RONT), kann der Verteilnetzausbau entweder vermieden oder in abgemilderter Form auf einen späteren Zeitpunkt verschoben werden. RONTs haben sich sowohl technisch als auch betriebswirtschaftlich<sup>21</sup> als gängige Betriebsmittel etabliert und werden bei altersbedingtem Trafotausch oder kapazitätsbedingten Netzerweiterungen zunehmend vorgesehen.

Die Gesamtinvestitionen für die Netzinfrastruktur aller im Rahmen der Monitoringabfrage der Bundesnetzagentur antwortenden Verteilnetzbetreiber und der vier Übertragungsnetzbetreiber betrugen im Jahr 2013 insgesamt rund 4 Mrd. € (2012: 3,88 Mrd. €). Darin enthalten sind die Investitionen für Neuinstallationen, Ausbau, Erweiterungen und Erneuerungen. Im Verteilnetz sind gegenüber dem Vorjahr Anstiege zu verzeichnen, insbesondere bei Maßnahmen zur Änderung der Netztopologie sowie beim Einbau von Messtechnik und Spannungsreglern. Einen leichten Rückgang gibt es bei Maßnahmen zur Erhöhung von Trafoleistungen sowie beim Bau von Parallelsystemen. Im Jahr 2014 wurden voraussichtlich rund 3,98 Mrd. € in die Netzinfrastruktur investiert. Die Entwicklung der Gesamtinvestitionen in die Stromnetzinfrastruktur ist nachfolgend in Abbildung 17 veranschaulicht.



LBST April 2015; Daten Monitoringberichte BNetzA 2010-2014, [BDEW 2010]

**Abbildung 17: Investitionen für die Netzinfrastruktur der VNB und der ÜNB seit 1998**

<sup>21</sup> Voraussetzung hierfür war die Anerkennung der Umlagefähigkeit auf die Netzkosten, die nunmehr erfolgt ist.

### 4.1.3 Stromversorgungssicherheit und Systemdienstleistungen

Die Stromversorgungssicherheit wird als Erhalt eines stabilen und zulässigen Zustandes des Stromversorgungssystems definiert. Zu jedem Zeitpunkt muss die Entnahme und die Einspeisung von Elektrizität ausgeglichen bzw. aufeinander abgestimmt werden. Dies gilt sowohl für kurze Zeiträume als auch für den längerfristigen Ausgleich saisonaler Schwankungen von Angebot und Nachfrage [efzn 2013].

Im europäischen Vergleich hält sich die Versorgungsqualität in Deutschland seit Jahren auf einem konstant hohen Niveau. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) erstellt alle zwei Jahre einen Monitoring-Bericht zur Versorgungssicherheit im Elektrizitätsbereich. Im Jahr 2013 sank der für die Mittel- und Niederspannung ermittelte Wert<sup>22</sup> der mittleren Nichtverfügbarkeit auf 15,32 Minuten (von 15,91 Minuten im Jahr 2013) [BNA 2014], [BMWi 2014a].

Um eine sichere Stromversorgung zu gewährleisten, müssen stets ausreichende Kapazitäten für a) die Stromerzeugung sowie b) Stromtransport und Stromverteilung zur Verfügung stehen.

#### Zu a) gesicherte Leistung

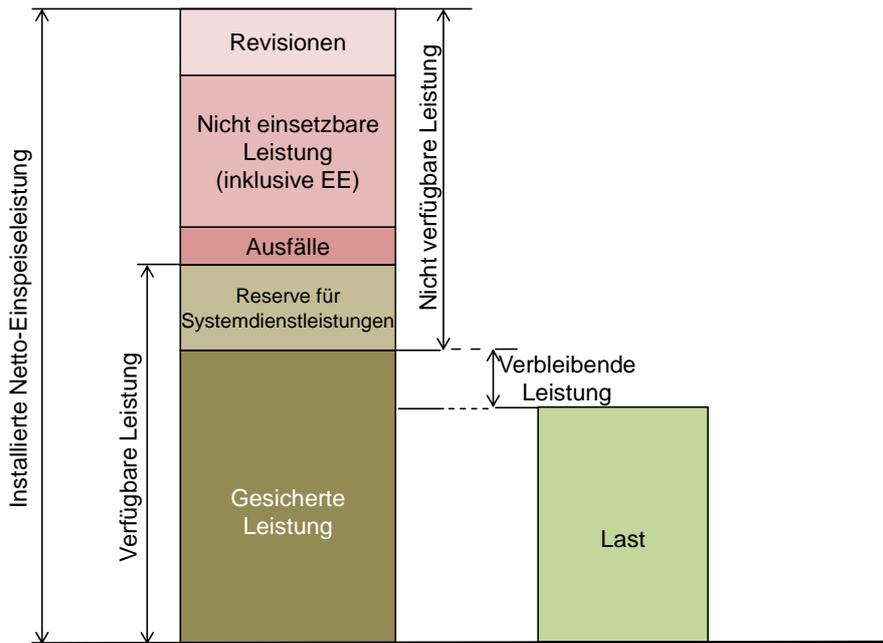
Aktuell liegt der Stromversorgung in Deutschland ein relativ breiter Erzeugungsmix zwischen den Energieträgern zugrunde (vgl. Abbildung 15 und Abbildung 16), der das Risiko eines Versorgungseinganges einzelner Energieträger weitgehend minimiert.

Für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit wird eine ausreichend dimensionierte gesicherte Erzeugungsleistung benötigt. Dies ist die Leistung, die mit hoher Sicherheit (99 % Wahrscheinlichkeit) zu jedem Zeitpunkt sicher verfügbar ist. Sie ergibt sich aus der Differenz zwischen der gesamten installierten Leistung und der Summe der nicht verfügbaren Leistungen (Ausfälle, Revisionen, nicht einsetzbare Leistung wie z.B. EE, Reserve für Systemdienstleistungen) [ÜNB 2014]. Konventionelle Kraftwerke und witterungsunabhängige EE-Erzeugungsanlagen tragen mit bis zu 95 % ihrer installierten Leistung zur gesicherten Leistung bei, demgegenüber fluktuierende erneuerbare Energien mit bis zu 5 %<sup>23</sup>. Wenn konventionelle Kraftwerke durch EE-Anlagen ersetzt werden, kann die Versorgungssicherheit ohne zusätzliche Maßnahmen nicht gewährleistet bleiben. Speziell bei dargebotsabhängiger Einspeisung aus erneuerbaren Energien ist es schwierig, eine Aussage über die zur Verfügung stehende Leistung zu treffen. Die Systematik der Leistungsbilanz ist schematisch in Abbildung 18 dargestellt.

---

<sup>22</sup> Der sog. SAIDI-Wert (System Average Interruption Duration Index), der die durchschnittliche Versorgungsunterbrechung je angeschlossenen Letztverbraucher innerhalb eines Kalenderjahres widerspiegelt.

<sup>23</sup> Gesicherte Leistung der EE-Anlagen in % ihrer installierten Leistung: Wasserkraft: 40 %, Wind: 5 %, PV (mit Batteriespeichern): 1 % sonst 0 %, Biomasse: 88 %, Geothermie: 90 % [Prognos 2012].



**Abbildung 18: Systematik der Leistungsbilanz; LBST nach Daten von [ÜNB 2014]**

Bisher wird die deutschlandweite Jahreshöchstlast als Bemessungsgrundlage für die Ermittlung der gesicherten Leistungsbedarfe verwendet. Diese tritt erwartungsgemäß in den frühen Abendstunden im Winter auf. Die Übertragungsnetzbetreiber haben in dem aktuellen Leistungsbilanzbericht aus dem Jahr 2014 bei einer Jahreshöchstlast von etwa 81 GW eine gesicherte Leistung von rd. 90 GW für das Jahr 2015 ausgewiesen (ohne die ins deutsche Netz direkt einspeisenden ausländischen Kraftwerke, Stand 30.09.2014 [ÜNB 2014]). Die bestehenden Pumpspeicherwerke leisten derzeit mit ca. 6 GW einen wichtigen Beitrag zur gesicherten Leistung in Deutschland [Agora 2014].

#### Zu b) Netzstabilität

Versorgungssicherheit wird aber nicht nur durch einen ausgewogenen Energieträgermix und ausreichende Erzeugungskapazitäten sondern auch durch ein zuverlässiges Stromnetz gewährleistet. Betreiber der Übertragungsnetze<sup>24</sup> unter Mitwirkung der Verteilnetzbetreiber sind gesetzlich verpflichtet, ein sicheres, zuverlässiges und effizientes Elektrizitätsnetz zu unterhalten. Die Systemverantwortung obliegt heute den Übertragungsnetzbetreibern. Der ÜNB erbringt die für den sicheren Betrieb des Übertragungsnetzes erforderlichen Systemdienstleistungen (SDL). Das sind Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau sowie System-/Betriebsführung. [VDN 2007, VDN 2007a]. Die Vorleistungen zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen<sup>25</sup> werden beispielsweise durch Betreiber verschiedener Erzeugungseinheiten oder durch regelbare Verbraucher angeboten. Ein Überblick über die heutigen SDL-Produkte sowie deren Einordnung gibt die nachfolgende Tabelle 11.

<sup>24</sup> Die vier deutschen ÜNB: TenneT, 50Hertz, Amprion und TransnetBW.

<sup>25</sup> Beispielsweise Primärregelleistung, Sekundärregelleistung oder Minutenreserve sind Vorleistungen zur Frequenzhaltung.

Die Momentanreserve ist eine wichtige Eigenschaft des konventionellen Stromversorgungssystems, welche durch rotierende Massen von Generatoren konventioneller Kraftwerke gegeben ist. Die Trägheit der rotierenden Masse dämpft den Frequenzabfall bei einer ungeplanten Erzeugungsreduktion im Netz, sodass das Netz kurzfristig stabilisiert und Zeit für den Einsatz von Regelleistung geschaffen wird. Die Momentanreserve zur Frequenzhaltung erfolgt heute physikalisch bedingt automatisch durch eine gegenseitige Stützung im europäischen Verbundsystem. Es gibt keine Vergütung, keinen Handel.

Die Regelleistung wird grundsätzlich eingesetzt, um unerwartete Abweichungen zwischen Erzeugung und Verbrauch im Stromnetz auszugleichen. Der Bedarf an der Menge dieser Regelreserven richtet sich nach Prognoseunsicherheiten, dem grundsätzlichen Rauschen der Last sowie technischen Unsicherheiten wie Kraftwerksausfälle in der jeweiligen Regelzone. Die heutige Frequenzhaltung erfolgt vorwiegend durch den Einsatz großer Kraftwerksblöcke, die in die Übertragungsebene einspeisen.

**Tabelle 11: Systemdienstleistungen heute (LBST basierend auf [dena 2014])**

<b>SDL (nach Transmission Code 2007)</b>	<b>Frequenzhaltung</b>	<b>Spannungshaltung</b>	<b>Versorgungswiederaufbau</b>	<b>System-/ Betriebsführung</b>
<b>Ziel</b>	Halten der Frequenz im zulässigen Bereich (nur auf Höchstspannungsebene 380 kV, 220 kV)	Halten der Spannung im zulässigen Bereich; Begrenzung des Spannungseinbruchs bei einem Kurzschluss	Wiederherstellung der Versorgung nach Störungen	Koordination des Netz- und Systembetriebes
<b>SDL-Produkte / Instrumente / Vorleistungen</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Momentanreserve (Keine Vergütung) Reaktionszeit: bis 5 Sekunden</li> <li>▪ Primärregelleistung: Reaktionszeit: 15-30 Sekunden</li> <li>▪ Sekundärregelleistung: Reaktionszeit 5 Minuten</li> <li>▪ Minutenreserve: Reaktionszeit 15 Minuten</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Blindleistungsbereitstellung</li> <li>▪ Kurzschlussleistungs- bereitstellung</li> <li>▪ Spannungsregelung</li> <li>▪ Spannungsbedingter Lastabwurf</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Schwarzstartfähigkeit</li> <li>▪ Inselnetzbetrieb</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Betriebskonzepte / aktiver Netzbetrieb</li> <li>▪ IKT / Schutz-Leittechnik</li> <li>▪ EE-Abregelung / EinsMan</li> <li>▪ nationales bzw. grenzüberschreitendes Redispatch, Countertrading</li> </ul>
<b>Anbieter / Erbringer heute / Fähigkeit dazu</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Konventionelle Kraftwerke</li> <li>▪ Flexible steuerbare Lasten</li> <li>▪ Regelleistungspools (u.a. mit EE-Anlagen, Großbatterien)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Konventionelle Kraftwerke</li> <li>▪ Netzbetriebsmittel (RONT, Kompensationsanlagen)</li> <li>▪ EE-Anlagen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Pumpspeicherkraftwerk</li> <li>▪ Netzleitwarten</li> <li>▪ Konventionelle Kraftwerke</li> </ul>	Netzleitwarten in Zusammenspiel mit Netzbetriebsmitteln und konventionellen Kraftwerken

Die Höhe der vorzuhaltenden Primärregelleistung (PRL) im gesamten ENTSO-E-Netz<sup>26</sup> ist für deutsche Übertragungsnetzbetreiber zum jetzigen Zeitpunkt so bemessen, dass ein zeitgleicher Ausfall der beiden größten Kraftwerksblöcke (momentan ca. 3.000 MW) von der im gesamten ENTSO-E-Raum vorgehaltenen PRL abgefangen werden kann. Die dabei auf die einzelnen Länder entfallenden Anteile richten sich nach deren Anteil an der Erzeugungskapazität. Auf Deutschland entfallen derzeit ca. 600 MW. Die vorzuhaltende Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserve (MRL) wird von den vier deutschen ÜNB gemeinsam für das deutsche Netzgebiet dimensioniert. Bedarfe der SRL- und MRL-Ausschreibungen werden von den ÜNB regelmäßig angepasst. Die aktuellen Ausschreibungswerte für Q3/2015 liegen bei der positiven SRL auf 2.076 MW und bei der negativen SRL auf 2.103 MW. Die MRL beträgt 1.513 MW (positiv) bzw. 1.782 MW (negativ)<sup>27</sup>. Aus den für die PRL genutzten thermischen Kraftwerken werden i. d. R. zugleich auch Sekundärregelung sowie Minutenreserve erbracht.

In Verbindung mit der Spannungshaltung haben die Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber die Aufgabe, in ihrem jeweiligen Netzgebiet die Netzspannung in einem hinsichtlich Spannungsqualität zulässigen Band zu halten. Die Spannungshaltung erfolgt im Gegensatz zur Frequenzhaltung lokal und hängt sehr stark von den örtlichen Gegebenheiten des Netzes und der Stromerzeuger- und Stromverbraucherstruktur ab. Für den stabilen Netzbetrieb und zum Schutz von Personen und Betriebsmitteln wird die Spannung in einem Spannungsband von +/- 10 % der Nennspannung gehalten. Zur Vermeidung von Überspannungen müssen Anlagen Blindleistung aufnehmen und zur Vermeidung von Unterspannungen Blindleistung bereitstellen.

Der Transmission Code 2007 regelt die Blindleistungsbereitstellung in Deutschland. Alle Erzeugungsanlagen von der 110 kV- bis zur 380 kV-Spannungsebene müssen in Abhängigkeit der Netzspannung und auch im Teillastbetrieb Blindleistung nach vereinbarten Kennlinien erbringen. Installation zusätzlicher Kompensationsanlagen, Ertüchtigung stillgelegter Kraftwerke zum Phasenschieberbetrieb oder auch Lastabschaltungen stehen den ÜNB zusätzlich zur Verfügung. Durch die Wirkleistungseinspeisung von dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) auf Verteilnetzebene wird die Spannung im Verteilnetz lokal angehoben. Die inhomogene Verteilung von DEA auf die Stränge führt vorwiegend auf der MS-Ebene zu Verletzungen der Spannungsgrenzen. Um diesem Effekt entgegenzuwirken, wird bereits heute von DEA ein Blindleistungsbeitrag abhängig von der Anlagengröße und Anschlusspunkt in der jeweiligen Spannungsebene gefordert [dena 2014]. Erzeugungsanlagen aus unterlagerten Spannungsebenen werden aktuell zur Blindleistungsbereitstellung für die Hoch- und Höchstspannungsebene in der Regel nicht herangezogen. Darüber hinaus sind die Spannungsfälle beim Auftreten eines Kurzschlusses zu begrenzen.

Zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen nutzen die Netzbetreiber hauptsächlich konventionelle Kraftwerke, Pumpspeicher oder Netzbetriebsmittel wie Transformatoren und Blindleistungskompensationsanlagen. Aktuell werden als große zentrale Elektroenergiespeicher zur Bereitstellung

---

<sup>26</sup> ENTSO-E: European Network of Transmission System Operators for Electricity

<sup>27</sup> <https://www.regelleistung.net/ip/action/dimensionierung>

von Regel- und Reserveenergie im deutschen Stromnetz ausschließlich Pumpspeicherwerke (ca. 6,7 GW Speicherleistung, 40.000 MWh Kapazität) und ein diabates Druckluftkraftwerk<sup>28</sup> (321 MW) eingesetzt.

Für den Fall eines Blackouts (eines vollständigen oder großräumigen Stromausfalls) muss die Schwarzstartfähigkeit vom Betreiber der Erzeugungseinheit angeboten werden und – sofern der Netzbetreiber dies aus netztechnischen Gründen benötigt und anfordert – Versorgungswiederaufbau geleistet werden. Beispiele für schwarzstartfähige Kraftwerke sind heute große Wasserkraftwerke und Gasturbinen, deren Anfahren mit Batterien oder Notstromaggregaten auch im Schwarzfall möglich ist. Die Schwarzstartfähigkeit an sich ist jedoch durch keine Mindestanforderung definiert. Art und Umfang werden also zwischen dem ÜNB und dem Anschlussnehmer der Erzeugungseinheit bilateral vereinbart.

Ziel der Betriebsführung ist es, Koordination des Netz- und Systembetriebes unter Berücksichtigung von gesetzlichen Vorschriften zu gewährleisten. Das Stromnetz und alle angeschlossenen Erzeugungseinheiten und Lasten sind zu überwachen und bei Bedarf zu steuern, um einen sicheren Betrieb des Gesamtsystems zu gewährleisten. Auch der Einsatz von Systemdienstleistungen wird von den Netzbetreibern im Rahmen der Betriebsführung koordiniert und gesteuert. Durch eine zunehmende Netzauslastung auf allen Ebenen sind Maßnahmen für Eingriffe in die Einspeisung einschließlich DEA, Speicher und ggf. auch Lasten erforderlich, um das Netz zu stabilisieren und Engpässe aufzulösen.

Als technisch-organisatorische Instrumente der Betriebsführung werden Einspeisemanagement, Redispatch sowie Countertrading eingesetzt. Einspeisemanagement beschreibt die temporäre Reduzierung der Einspeiseleistung von EE-Anlagen, KWK- und Grubengasanlagen. Redispatch bezeichnet einen Eingriff in den Fahrplan der Erzeugungseinheiten zur Verlagerung der Kraftwerkseinspeisungen, um Leitungsüberlastungen vorzubeugen (präventiver Redispatch) oder Leitungsüberlastungen zu beheben (kurativer Redispatch). Der Kraftwerkseinsatz (Dispatching) wird entsprechend bestehender oder drohender Netzengpässe an die Netzanforderungen angepasst. Countertrading ist das vom ÜNB veranlasste gegenläufige und regelzonenübergreifende Handelsgeschäft, um kurzfristig auftretende Engpässe zu vermeiden (präventiver Countertrading) oder zu beseitigen (kurativer Countertrading) [BNA 2015-Glossar], [dena 2014].

Die übergeordnete Verantwortung für die Systemstabilität liegt bei den Übertragungsnetzbetreibern, die dabei auch die Koordination mit anderen am europäischen Stromverbundnetz beteiligten Übertragungsnetzbetreibern übernehmen. Netz- und Systemregeln, die den gesamten europäischen Markt betreffen werden aktuell vom Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber ausgearbeitet.

---

<sup>28</sup> Bei schneller Expansion (Nutzung der gespeicherten Druckluft in einer Expansionsturbine) muss die Luft geheizt werden um ein Einfrieren der Turbine zu verhindern. Bei diabaten Druckluftkraftwerken wird hierzu Erdgas zugefeuert. Soll Druckluft als Speicher ohne Zufeuerung realisiert werden (adiabater Druckluftspeicher), muss die beim Einspeichern der Druckluft entstehende Abwärme in einem Wärmespeicher zwischengespeichert werden bis zur Ausspeicherung der Druckluft.

#### 4.1.4 Markt für Systemdienstleistungen in Deutschland

Die Beschaffung von Systemdienstleistungen (bzw. deren Vorleistungen) erfolgt heute als Ausschreibungswettbewerb am deutschen Regelleistungsmarkt unter Beteiligung zahlreicher Anbieter (sowohl Betreiber von Stromerzeugungsanlagen als auch Stromkunden).

Die Regelleistungsausschreibung wird von den vier Übertragungsnetzbetreibern auf einer gemeinsamen Internetplattform vorgenommen ([www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net)). Ca. 60 Akteure sind mittlerweile am deutschen Regelenenergiemarkt tätig. Die Marktregeln und Zugangsbedingungen für die einzelnen Regelleistungsqualitäten werden von der Bundesnetzagentur festgelegt. Als Zugangsvoraussetzung zu den entsprechenden Märkten müssen potenzielle Anbieter eine technische Präqualifikation durchlaufen. Einen Überblick über die wesentlichsten Produktmerkmale der in Deutschland am Regelleistungsmarkt gehandelten Produkte gibt die nachfolgende Tabelle 12.

Die Primärregelleistung wird von den Netzbetreibern für maximal 15 Minuten abgerufen, wobei die Aktivierung der Leistung innerhalb von 30 Sekunden erfolgen muss. Sie wird wöchentlich mit einer minimalen Leistung von 1 MW ausgeschrieben. Die Sekundärregelleistung löst die Primärregelleistung ab und wird nach einer Aktivierungszeit von maximal 5 Minuten für maximal 60 Minuten eingesetzt. Dieser Regelleistungstyp wird ebenfalls wöchentlich ausgeschrieben, gefordert wird allerdings eine Mindestleistung von 5 MW. Das Zusammenfassen von mehreren Anlagen zur Erreichung der Mindestangebotsgröße ist zulässig. Positive und negative Sekundärregelleistung wird, wie auch positive und negative Minutenreserve, getrennt ausgeschrieben. Minutenreserve muss innerhalb von 15 Minuten zur Verfügung stehen, d.h. in dieser Zeit muss der Anlagenbetreiber den Fahrplan der Anlage entsprechend anpassen. Die Minutenreserve wird für Anlagen mit einer Mindestgröße von 5 MW für 4-Stunden-Zeitblöcke täglich bis 10:00 Uhr des Vortages ausgeschrieben. Die Momentanreserve, welche ohne Aktivierungszeit augenblicklich z.B. von rotierenden Massen erbracht wird, wird nicht gehandelt.

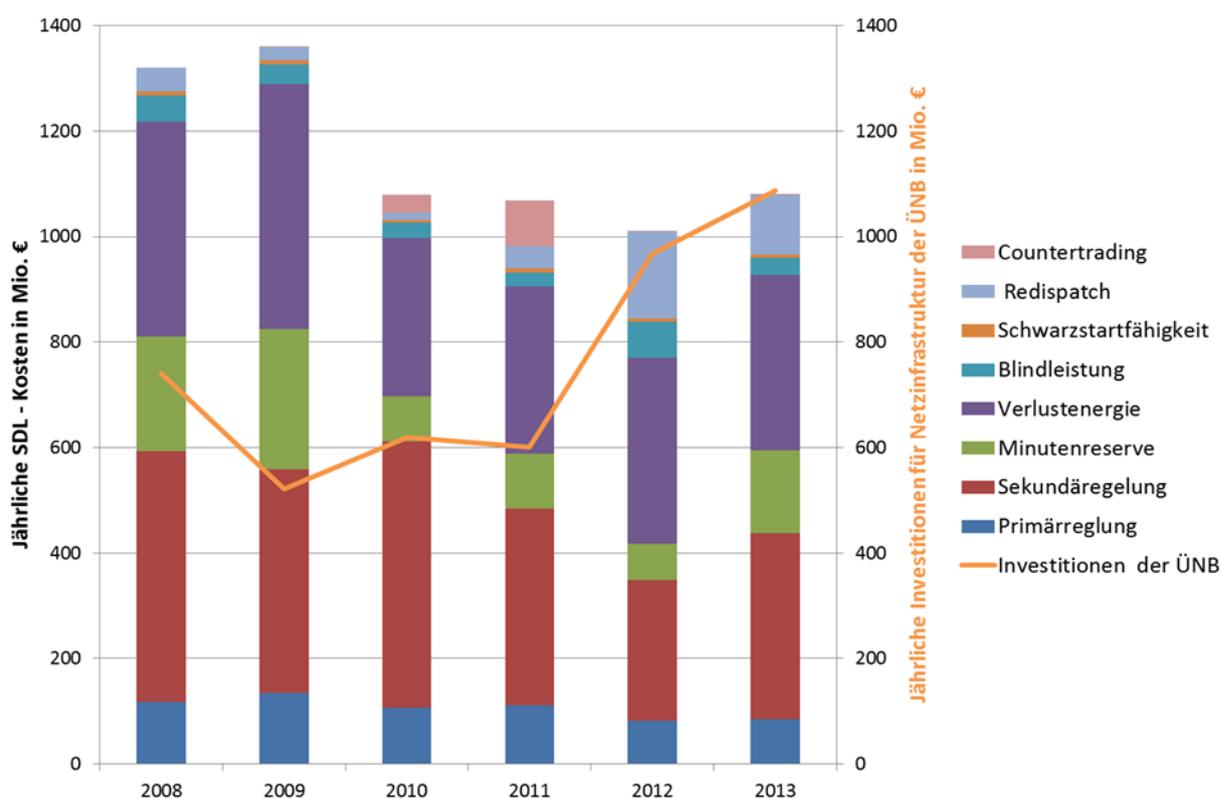
**Tabelle 12: Produktmerkmale der in Deutschland am Regelleistungsmarkt gehandelten Produkte ([dena 2014], BNetzA, [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net))**

Produkt	Ausschreibung	Mindestangebotsgröße	Aktivierungszeit (Reaktionsfähigkeit)	Zeitscheiben	Vergütung	Regulatorik (BNetzA)
<b>Primärregelleistung</b>	wöchentlich	1 MW	< 30 Sekunden vollautomatisch	1 Woche	Pay-as-bid (Leistungspreis)	BK 6-10-097
<b>Sekundärregelleistung</b>	wöchentlich	+/- 5 MW	< 5 Minuten vollautomatisch	HT*: MO – Fr 8:00 - 20:00 NT**: restliche Zeit	Pay-as-bid (Leistungs- und Arbeitspreis)	BK 6-10-098
<b>Minutenregelleistung</b>	werktäglich	+/- 5 MW	< 15 Minuten teilautomatisch	6 x 4 Std. / Tag	Pay-as-bid (Leistungs- und Arbeitspreis)	BK 6-10-09
<b>Sofort abschaltbare Lasten</b>	monatlich	50 MW bis 200 MW	< 1 Sekunde	Verschiedene Modelle je nach Einsatzdauer sowie Einsatzzeitpunkt	Leistungs- und Arbeitspreis	AbLaV
<b>Schnell abschaltbare Lasten</b>			< 15 Minuten			

\*HT – Haupttarifzeit; \*\*NT – Nebentarifzeit.

Durch die "Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten" (AbLaV) vom 28.12.2012 können auch Anbieter von abschaltbaren Lasten für Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Netz- und Systemsicherheit vertraglich verpflichtet werden. Hierbei werden abschaltbare Lasten als große Verbrauchseinheiten gesehen, die am Hoch- und Höchstspannungsnetz angeschlossen sind, mit nahezu konstant großer Leistung fortwährend Strom abnehmen und bei einem initiierten Abruf kurzfristig und für eine definierte Mindestzeiteinheit ihre Verbrauchsleistung reduzieren bzw. abschalten können. Derzeit gibt es die beiden Produkte: sofort abschaltbare Lasten und schnell abschaltbare Lasten. Die AbLaV ist ein Instrument zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit.

Für die Lieferung der erforderlichen SDL (bzw. deren Vorleistungen) zahlt der ÜNB den Erbringern gemäß vertraglichen Vereinbarungen entsprechende Vergütungen. Die Gesamtkosten für die Systemdienstleistungen inklusive Verlustenergie<sup>29</sup> auf Übertragungsebene betragen im Jahr 2013 1.081 Mio. €. Die Hauptkostenblöcke sind die Vorhaltung von PRL und SRL sowie Minutenreserve mit insgesamt 594 Mio. €. Die SDL-Kosten umfassen heute knapp 50 % der Gesamtkosten der Übertragungsebene. Der andere Kostenblock mit rund 1.087 Mio. € bilden die Investitionen der ÜNB für Maßnahmen zum Netzneubau, Netzoptimierung und Netzverstärkung.



**Abbildung 19: Jährliche Kosten der Systemdienstleistungen (Balken mit linker Skala) versus Investitionen der ÜNB für Maßnahmen zum Netzneubau, Netzoptimierung und Netzverstärkung (Linie mit rechter Skala) [BNA 2014]**

<sup>29</sup> Unter Kosten für die Verlustenergie sind Kosten der Beschaffung von Energie zum Ausgleich physikalisch bedingter Netzverluste zu verstehen. Diese können bei der Ermittlung der Netzkosten in Ansatz gebracht werden. [§10 der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV)]. Verlustenergie sind physikalisch bedingte Energieverluste im Stromnetz, die bei Transport, Umspannung und Verteilung auftreten.

Die dem Netzbetreiber entstehenden Kosten zur Erbringung der Systemdienstleistungen werden über die Netznutzungsentgelte den Netznutzern in Rechnung gestellt, soweit sie nicht im Rahmen der Bilanzkreisabrechnung abgegolten werden [VDN 2007a].

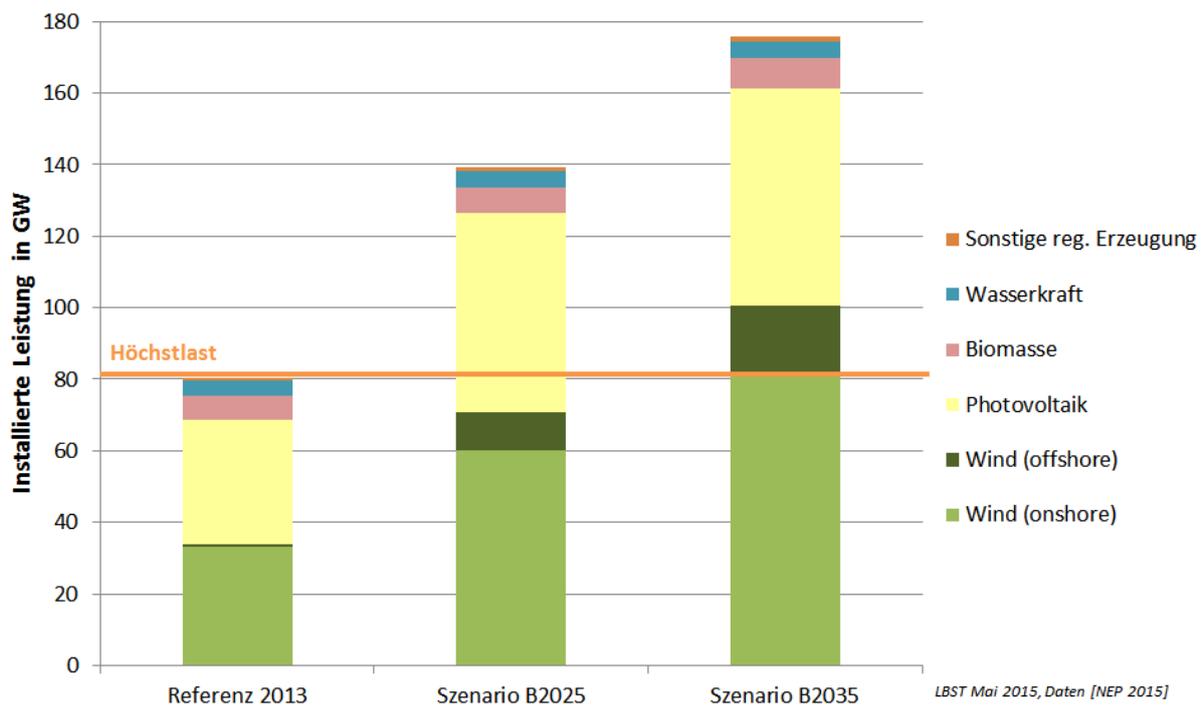
## 4.2 Entwicklungslinien im Stromsektor

Die Entwicklung der deutschen Stromversorgung bis 2030/2050 hängt von einer Vielzahl von Faktoren ab. Die Umsetzung der klimaorientierten Energiewende ist mit grundlegenden Veränderungen der herkömmlichen Stromerzeugungs- und Stromnachfragestruktur und im Stromnetz verbunden.

### 4.2.1 Stromerzeugung und Stromnachfrage

Gemäß dem Energiekonzept der Bundesregierung soll der Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch bis 2020 auf mindestens 35 % ansteigen. 2050 sollen 80 % des Stroms aus Wasser, Wind, Sonne und nachhaltiger Biomasse erzeugt werden.

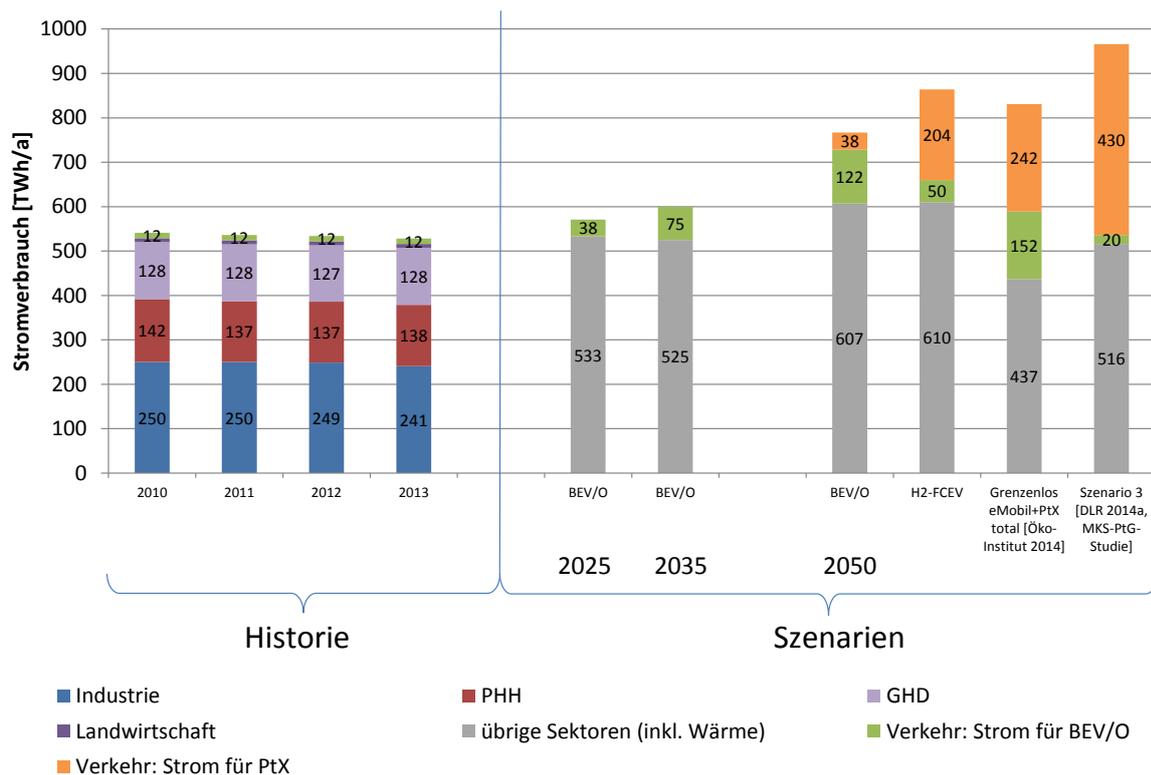
Die meisten branchenüblichen Prognosen laufen auf einen signifikanten Ausbau des Beitrags regenerativer Energien zur Stromerzeugung in Deutschland hinaus. Die Summe der installierten Leistung insgesamt nimmt stark zu, insbesondere die Summe der nicht regelbaren Kapazitäten. Eine mögliche Entwicklung der installierten Leistungen erneuerbarer Energien in Deutschland ist der Abbildung 20 zu entnehmen.



**Abbildung 20: Entwicklung installierter Leistungen erneuerbarer Energien in Deutschland**

Der Gesamtstromverbrauch in Deutschland soll nach den Zielen der Bundesregierung bis zum Jahr 2020 um 10 % und um 25 % bis zum Jahr 2050 (bezogen auf 2008) gesenkt werden. Dies soll vor allem durch Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen erreicht werden. Im wissenschaftlichen Umfeld überwiegen Studien, die in ihren Prognosen von einer konstanten oder moderat sinkenden Stromnachfrage ausgehen. In vielen Studien mit einer Perspektive bis 2050 wird der Stromverbrauch

der heutigen Verbraucher reduziert, die gesamte Stromnachfrage durch neue strombasierte Anwendungen nimmt jedoch zu (vgl. auch Kapitel 6). Die Bundesnetzagentur nimmt in allen Netzentwicklungsszenarien einen konstanten Verlauf des Stromverbrauchs (552 TWh/a) und der Jahreshöchstlast (86 GW) an. Von einer Variation des Verbrauchs über die Zeit und die Szenarien wird abgesehen [NEP 2015]. Um Voraussagen für eine zukünftige Entwicklung der Stromnachfrage treffen zu können, müssen jedoch komplexe Zusammenhänge im gesamten Energiesystem berücksichtigt werden. Die zunehmende Elektrifizierung des Verkehrssektors ist ein wesentlicher Einflussfaktor auf die Entwicklung der Stromnachfrage. Aktuelle Studien wie „Erneuerbare Energien im Verkehr“ [DLR et al. 2014b] und eMobil 2050 [Öko-Institut 2014] ermitteln die Entwicklung des Energieverbrauchs im Verkehrssektor bis zum Jahr 2050. Um die zusätzliche Stromnachfrage aus dem Verkehrssektor zu decken, ist eine deutlich höhere Stromerzeugung notwendig, als in gängigen EE-Ausbauszenarien für den deutschen Kraftwerkspark bisher angenommen wird. Mit der erhöhten Stromnachfrage geht ein erhöhter Bedarf an Spitzenlastkapazitäten einher. Das [Öko-Institut 2014]. [ISE 2013] schlussfolgert, dass mit einer Zunahme der Anteile wasserstoffbetriebener Fahrzeuge die notwendige installierte Leistung von fluktuierender EE ansteigt. Dieser Anstieg ist überwiegend durch den erhöhten Wasserstoffbedarf, der eine erhöhte installierte Leistung von Elektrolyseuren nach sich zieht zu erklären.



**Abbildung 21: Entwicklung der Stromnachfrage 2010-2050 (LBST basierend auf Daten [Öko-Institut 2014], [DLR et al. 2014a], IWES – siehe Kapitel 6)**

Abbildung 21 zeigt mögliche Entwicklungsoptionen der Stromnachfrage in Deutschland bis zum Jahr 2050 für ausgewählte, und von einer durch den Verkehrssektor bedingten Erhöhung der Stromnachfrage ausgehenden Szenarien. Während Elektromobilität auch für den zeitlichen Horizont bis zum Jahr 2025 bzw. zum

Jahr 2035 mengenmäßig noch wenige Auswirkungen auf den Strommarkt hat, entwickelt sich der Verkehr (Strom für BEV/O und Strom für PtX) bis zum Jahr 2050 zu einem zentralen Stromnachfrager. Die Nachfrage des Verkehrs 2050 variiert zwischen 160 TWh/a im Szenario BEV/O (basierend auf Kapitel 6 dieser Studie) und 450 TWh/a im Szenario 3 (basierend auf [DLR et al. 2014a]). Respektive ergibt sich ein unterschiedlich hoher EE-Ausbaubedarf für das Jahr 2050. Allen dargestellten Szenarien liegen eine detaillierte Modellierung der Fahrzeugflotte, der Fahrleistungsentwicklung und der PtG-Herstellung zu Grunde, was eine fundierte Abschätzung der Stromnachfrage ermöglicht. Annahmen und Ergebnisse von BEV/O und H<sub>2</sub>-FCEV Szenarien werden in Kapitel 6 detailliert dargestellt und diskutiert.

Anhand der dargestellten Szenarien lässt sich schlussfolgern, dass die Substitution fossiler Kraftstoffe durch elektrische Energie und der zusätzliche Einsatz von strombasierten Kraftstoffen zu einer starken Zunahme der Gesamtstromnachfrage führen werden.

#### **4.2.2 Netzrestriktionen beim Stromtransport und Stromverteilung**

Die oben gezeigten Entwicklungen im Energiesystem wie EE-Ausbau, verstärkte Nutzung der Elektrofahrzeuge sowie strombasierte Erzeugung des Kraftstoffbedarfs des nicht elektrifizierten Verkehrs, haben Auswirkungen auf den Ausbaubedarf und den Betrieb der Stromnetze. Verschiedene Entwicklungsszenarien für die Energieversorgung und deren Einfluss auf den Netzbetrieb in Deutschland werden in mehreren Studien untersucht. Es lässt sich zum aktuellen Zeitpunkt festhalten, dass ein hoher Netzausbaubedarf sowohl in Übertragungs- als auch in Verteilnetzen identifiziert wurde. In den meisten Studien wird jedoch die starke Zunahme der Stromnachfrage durch den Verkehr nicht berücksichtigt.

Eine detaillierte Abschätzung einer zukunftsfähigen Stromnetzinfrastruktur ist mit vielen Unsicherheitsfaktoren behaftet. Das Netz und seine Dimensionierung haben starke Wechselwirkungen mit übrigen Entwicklungen im Energiesystem: Stromverbrauchsentwicklung, Zusammensetzung und regionale Verteilung der Erzeugungsanlagen, Größe und Struktur zukünftiger Speicher sowie Menge ungenutzter Energieüberschüsse. Die folgenden grundlegenden Aspekte sind in einer ganzheitlichen Betrachtung des Verkehrs- und Stromsektors zu berücksichtigen:

- Es kommt vermehrt zu Lastflüssen von niedrigeren auf höhere Netzebenen; die Netzinfrastruktur muss nicht nur an die höheren Strommengen sondern auch an den bidirektionalen Stromfluss angepasst werden.
- Auswirkungen des weiteren Ausbaus von Erzeugungsanlagen in den unteren Spannungsebenen und/oder eine Erhöhung der Netzbelastung durch batterieelektrische Fahrzeuge und PtG führen zu einem erhöhten Abstimmungsbedarf zwischen Übertragungs- und Verteilnetz (vgl. Abschnitt 5.2.2).
- Elektromobilität als integrierter Teil des Energiesystems bedarf einer spezifischen Infrastruktur und führt zum Ausbau der Niederspannungsnetze [ZVEI 2012]. Durch das gleichzeitige Laden von Elektrofahrzeugen kann es zu lokal kritischen Netzsituationen kommen. Die Ladevorgänge der Elektrofahrzeuge abhängig vom Nutzerverhalten können zu Leistungsspitzen und somit zu einer Mehrbelastung der Netze führen.

- Ein signifikanter Ausbau der Elektromobilität ist mit einer resultierenden enormen Anschlussleistung (bis zu ~125 GW [Agora 2014].) verbunden. Insgesamt zeigt sich, dass die Ladung von BEVs weniger ein Energieproblem als vielmehr ein Leistungsproblem darstellt [Agsten 2012].
- Dezentrale Anordnung der Ladepunkte und der erneuerbaren Erzeugungsanlagen innerhalb eines Netzgebietes ruft gegenläufige Effekte hervor. Eine ganzheitliche Betrachtung (systemischer Ansatz) ist unabdingbar. Um lokale Leistungsunterschiede aus dem Angebot und Verbrauch auszugleichen, kann das gesteuerte Laden der BEV eingesetzt werden. Inwieweit das Potenzial gesteuerten Ladens ausreicht, um mehr Netzausbau zu vermeiden, wird aktuell in mehreren Projekten untersucht (siehe Abschnitt 5.1).
- Ein Mehr an batterieelektrischen Fahrzeugen oder PtG erfordert vom Stromnetz mehr Dynamik: Es erhöht sich der Bedarf an der Messung, Regelung und Automatisierung des Stromflusses. Andererseits tragen die neuen Stromverbraucher (Elektromobilität, PtG) zur Flexibilisierung der Stromnachfrage bei und bieten Potenziale für die Stromspeicherung [Acatech 2012]. Um die Batterien der Elektrofahrzeuge zukünftig als Speicher nutzen zu können (Beitrag zu Systemstabilität), ist es notwendig, die Ortsnetzebene „mit Intelligenz“ auszustatten.
- Derzeit bestehen große Unsicherheiten, wann und wo Elektrofahrzeuge in einem bestehenden Verteilnetz beladen werden, sodass der Einfluss auf den Netzbetrieb nicht exakt vorhersagbar ist [Agsten 2012]. Gegenüber dem technischen Potenzial der Batteriefahrzeuge zur intelligenten Netzintegration steht die Fähigkeit und Bereitschaft der Nutzer, ihre eigene Mobilität vorherzusagen. Dies stellt eine wesentliche Einflussgröße auf die Verfügbarkeit von Elektroautos für Netzdienstleistungen dar. Der Fahrzeugnutzer entscheidet, wie lange das Fahrzeug am Ladegerät angeschlossen ist und wie weit gefahren wird. In einem der im Projekt „Gesteuertes Laden V2.0“ [V2.0 2011] untersuchten Lastmanagementkonzepte werden Ladestrom/Ladeleistung von Elektrofahrzeugen unter Berücksichtigung der lokalen Netzsituation begrenzt. Im „Extremfall“ kann es zur vollständigen Verweigerung der Ladung eines Elektrofahrzeuges zur Einhaltung der Betriebsmittelgrenzen kommen. Derartige Maßnahmen reduzieren den Netzausbaubedarf, könnten aber negative Auswirkungen auf die Verbreitung/Akzeptanz der Elektromobilität haben.
- Elektrokraftstoffe (PtG/PtL) stellen eine alternative Energieinfrastruktur zum Stromnetz dar. Dies kann möglicherweise Stromnetzausbaubedarf verringern.
- PtG-Anlagen (Elektrolyseure) sind mögliche flexible Lasten, die je Einheit deutlich größer und flexibler als BEV sind. Geographische Platzierung der PtG-Anlagen hat einen Einfluss auf den Netzausbau. Werden beispielsweise PtG-Anlagen weit entfernt von den anfallenden Stromüberschüssen platziert, so können die Strommengen mit dem vorhandenen Netz nicht vollständig zu den weiter entfernten PtG-Anlagen transportiert werden, sodass ein zusätzlicher Netzausbau für den Stromtransport notwendig ist [Jentsch 2014], [DVGW 2014, 2015].
- Bei einer langfristigen Vollversorgung Deutschlands mit erneuerbaren Energien reicht Netzausbau alleine nicht aus. Energiespeicherkapazitäten in Batterien für kurze Zeiten sowie in Form von PtG für die längerfristige Energiespeicherung werden als zusätzliche Option benötigt [DLR 2014a].

### 4.2.3 Stromversorgungssicherheit und Systemdienstleistungen – Perspektiven

Das zukünftige Strommarktdesign muss bestimmte Kriterien bezüglich Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit erfüllen. Der dynamische Ausbau erneuerbarer Energien, die regionale und zeitliche Verschiebung von Erzeugungskapazitäten sowie neue Stromverbraucher aus dem Verkehr stellen eine große Herausforderung dar.

Voraussetzungen für eine nachhaltige Versorgungssicherheit sind/bleiben:

- a) Bereitstellung gesicherter Leistung (genügend gesicherte Kraftwerksleistung),
- b) Ausreichende Netzkapazitäten zum Stromtransport vom Erzeuger zum Abnehmer,
- c) Absicherung der erforderlichen Systemdienstleistungen.

#### Zu a) gesicherte Leistung

Für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit muss sichergestellt werden, dass auch weiterhin eine ausreichende Kapazität gesicherter Kraftwerksleistung in Deutschland verfügbar ist. Mit dem Rückbau konventioneller Kapazitäten nimmt die gesicherte Leistung des bestehenden deutschen Kraftwerksparks stark ab. Diese Abnahme kann nicht durch die gleiche installierte Leistung erneuerbarer Energien ersetzt werden. Der weitere Zubau erneuerbarer Energieerzeugung führt aufgrund ihrer geringen gesicherten Leistung nur zu einer langsamen Verbesserung bei der verbleibenden Leistung [ÜNB 2014].

Der Bedarf an gesicherter Leistung wurde in verschiedenen Studien untersucht [DLR et al. 2012], [Prognos 2012], [dena 2012]. Der Anteil der gesicherten Leistung durch erneuerbare Energien 2050 liegt in den Studien bei ca. 20 GW. Die erforderliche gesicherte Leistung fossiler Kraftwerke 2050 liegt zwischen 38 GW und 55 GW. Die Höhe hängt von vielen Rahmenbedingungen ab, wie z.B. der Entwicklung der Stromnachfrage, der Flexibilisierungspotenziale zukünftiger Verbraucher, dem Netzausbau oder dem Beitrag der EE-Erzeugung. Aus der Studie der Deutschen Energie-Agentur geht hervor, dass bereits ab dem Jahr 2020 ohne den Zubau konventioneller Kraftwerke über 14 GW gesicherte Leistung zur inländischen Deckung der Jahreshöchstlast fehlen werden. Mittel- bis langfristig werden Reserven notwendig sein, um ausreichend Energie bereitzustellen und damit das elektrische Energiesystem stabil zu halten. Bis zum Jahr 2050 müssen über 46 GW an zusätzlicher gesicherter Kraftwerksleistung zur Verfügung gestellt werden. Rund 60 % der gesicherten Leistung müssen im Jahr 2050 durch Gas- und Kohlekraftwerke gestellt werden [dena 2012]. Zur künftigen Bereitstellung erforderlicher gesicherter Leistung ist ein verstärkter Einsatz von Speichertechnologien denkbar (siehe Abschnitt 5.2.4).

#### Zu b) ausreichende Netzkapazitäten

Der vorgeschlagene Netzausbau (vgl. Abschnitt 4.1.2 und 4.2.2.) stößt derzeit bei Teilen der Bevölkerung auf große Widerstände. Es ist daher ungewiss, inwieweit diese Maßnahmen wirklich umgesetzt werden.

Stromspeicher nahe an Erzeugungszentren können helfen, den Netzausbaubedarf zu vermeiden bzw. zu verzögern, um die Zeit für die Planung, Genehmigung und Realisierung von Netzausbau zu gewinnen. Energiespeicher erfüllen im Stromnetz eine Reihe von Aufgaben, von der

Regelenergiebereitstellung bis hin zum Tages- und Wochenausgleich, und werden langfristig als erforderlich betrachtet. Eine quantitative Abschätzung des Speicherbedarfs ist jedoch mit vielen Unsicherheiten verbunden. Der zu erwartende starke Ausbau der erneuerbaren Energien führt zu einem wachsenden Speicherbedarf für Kurz-, Mittel- und Langfristspeicherung. Abhängig von den getroffenen Annahmen (Entwicklung der Stromnachfrage, Ausbautintensität der EE, Flexibilität der Stromerzeugungsanlagen, Netzausbau, etc.) ergibt sich eine große Bandbreite für den möglichen Speicherausbaubedarf: Langfristig werden Speicher selbst bei idealem Netzausbau ein unverzichtbares Element des Stromsystems darstellen.

Batterien der Elektrofahrzeuge stellen eine Technologieoption zur dezentralen Energiespeicherung im Stundenbereich dar. Mittelfristig bis langfristig wird PtG als eine Möglichkeit gesehen, Folgen von Netzengpässen abzumildern, die sich z.B. aus mangelnder Akzeptanz von Netzausbaumaßnahmen ergeben könnten. Die EE-Kraftstoffproduktion kann Netzsystemdienstleistungen mittel- und langfristig sowohl in zentralen als auch in dezentralen Konzepten technisch ermöglichen [DLR 2014a].

#### Zu c) Systemdienstleistungen

Zum Erhalt der in Deutschland gewohnt hohen Versorgungssicherheit (vgl. Abschnitt 4.1.3) und zur Stabilisierung des Netzes, muss zu jedem Zeitpunkt ein Ausgleich zwischen Bedarf und Erzeugung hergestellt werden. Die Systemdienstleistungen sollen also auch zukünftig sicher und zuverlässig zur Verfügung stehen.

Bedarf und Bereitstellungsmöglichkeiten von SDL werden sich verändern. Der Regelenergiebedarf wird voraussichtlich ansteigen, allerdings ist hier nicht mit einem proportionalen Wachstum zu rechnen [efzn 2013] [dena 2014]. Die konventionellen Erzeugungsanlagen werden zukünftig in immer weniger Stunden zur Verfügung stehen. Aufgaben zur Netzstabilisierung, die heute konventionelle Kraftwerke erbringen, können durch alternative Technologien, unter anderem auch durch die EE-Kraftstoffproduktionsanlagen und/oder EE-Erzeugungsanlagen bereitgestellt werden.

Dena-Untersuchungen zeigen, dass im Jahr 2030 eine über die Trägheit der Windenergieanlagen bereitgestellte Momentanreserve zusammen mit den am Netz befindlichen konventionellen Kraftwerken ausreichen würde, um den Beitrag Deutschlands im europäischen Verbundsystem auf heutigem Niveau zu halten. Für die verkehrliche Stromversorgung benötigte EE-Anlagen bringen eine zusätzliche Robustheit ins System. Technische Optionen, mit EE-Anlagen wichtige Regelleistungen (PRL, MRL, SRL) zu erbringen, stehen bereits heute mit ausreichendem Potenzial zur Verfügung [dena 2014], [IWES et al. 2014]. Auch Power-to-Gas-Anlagen und Batterien können eine Regelleistung im Sekundenbereich praktisch ohne Verzögerung bereitstellen. Die Rahmenbedingungen zur Markt- und Systemintegration sollten dafür angepasst werden.

Der Blindleistungsbedarf wird im Übertragungsnetz und im Verteilnetz in Zukunft deutlich zunehmen. Regional wird es teilweise notwendig sein, auch Anlagen in der Mittelspannung (MS) und Niederspannung (NS) an der Bereitstellung von Blindleistung zu beteiligen. Eine Möglichkeit zur Deckung des Blindleistungsbedarfs ist außer der Nutzung von Energieerzeugungsanlagen die Nutzung von Speichern auf Verteilnetzebene [dena 2014]. Auch beim Betrieb einer oder mehrerer Elektrolyseanlagen kann durch entsprechende Leistungselektronik Blindleistung geliefert werden.

Pumpspeicher, Gasturbinen, Motoren und stationäre Brennstoffzellen sind Beispiele für schwarzstartfähige Kraftwerke (Versorgungswiederaufbau), deren Anfahren mit Batterien bzw. Notstromaggregaten auch ohne netzseitige Stromversorgung prinzipiell möglich ist. Voraussetzung für die Schwarzstartfähigkeit ist, dass die Leistungselektronik „selbstgeführt“ ausgelegt ist, d.h. nicht auf Blindleistungsbezug und Frequenzvorgabe aus dem Netz angewiesen ist.

Die Betriebsführung der Stromnetze wird auf allen Spannungsebenen zunehmend komplexer. Mit einem weiteren dynamischen Ausbau der fluktuierenden erneuerbaren Energien ist zu erwarten, dass die Notwendigkeit, durch EE-Einspeisemanagement und abschaltbare Lasten kritische Netzsituationen zu beherrschen, zukünftig steigt. Die Untersuchungen der dena-Studie zeigen, dass längerfristig die Verfügbarkeit einer standardisierten Informations- und Kommunikationsinfrastruktur unabdingbar ist. Damit Systemdienstleistungsprodukte aus dem Verteilnetz für das Übertragungsnetz nutzbar gemacht werden können, sollte das operative Zusammenspiel zwischen Übertragungsnetz, Verteilnetz und Anlagenbetreiber weiter ausgearbeitet werden [dena 2014].

Es lässt sich zusammenfassen, dass technische Lösungsmöglichkeiten und -potenziale vorliegen, die es erlauben, in einem auf erneuerbaren Energien basierendem Stromerzeugungssystem das heutige Niveau der Systemstabilität auch zukünftig zu gewährleisten. Ob und wie die zusätzlichen Stromverbraucher aus dem Verkehr dazu beitragen können, wird im nachfolgenden Kapitel 5 dargestellt.

#### **4.2.4 Markt für Systemdienstleistungen – Perspektiven**

In einem auf (100 %) erneuerbaren Energien basierendem Stromversorgungssystem müssen die Erneuerbare-Energien-Anlagen sämtliche Systemdienstleistungen erbringen können. Die Teilnahme der EE-Anlagen an den Regelleistungsmärkten bildet damit einen wesentlichen Baustein auf dem Weg der Energiewende. Um die Vorhaltung von fossilen „must-run“-Kraftwerken zur Regelleistungserbringung zu vermeiden, gilt es zukünftig, andere technische Einheiten in die Bereitstellung aller Regelleistungsarten miteinzubeziehen.

Alternative Anbieter, die teilweise bereits heute am Regelleistungsmarkt ihre Leistung vermarkten, sind Pools aus Biogasanlagen, Notstromanlagen und Speicher sowie besonders energieintensive große Industrieunternehmen mit flexiblen Lasten<sup>30</sup>. In Zukunft sollen auch große Lasten (PtG, Power-to-Heat (PtH)) in wachsendem Maße in den Markt aufgenommen werden.

Als unterbrechbare Verbrauchseinrichtung (steuerbare Lasten) im Sinne von § 14a EnWG gelten auch Elektromobile. Anforderungen an die Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) im Demand Side Management (DSM) mit steuerbaren elektromobilen Lasten sind bislang gesetzlich nur rudimentär ausgestaltet. Es wird die Möglichkeit der Rückspeisung elektrischer Energie von der Fahrzeugbatterie in das elektrische Netz diskutiert. Auch die Bereitstellung von Regelleistung über kurze Zeiträume wäre vorstellbar. Gegenwärtig sind weder die Elektrofahrzeuge noch die Ladestationen serienmäßig für die Bereitstellung der Regelleistung ausgelegt. Die aktuellen oder die

---

<sup>30</sup> Zum Beispiel NEXT Kraftwerke Pool <https://www.next-kraftwerke.de>

in Erarbeitung befindlichen Normen beschreiben diesen Anwendungsfall noch nicht [NPE 2013]. Hierbei besteht noch Forschungs- und Entwicklungsbedarf.

Bei entsprechender Anwendung der für die Regelenergie bestehenden Vorschriften oder der Etablierung ähnlicher neuer Regelungen für sonstige Systemdienstleistungen wird ein einzelner Elektromobileigner nicht an einem künftigen DSM-Markt teilnehmen können. In Hinblick auf die zukünftige Ausgestaltung des Regelleistungsmarkts gilt zu prüfen, inwieweit Präqualifikationsanforderungen, Produkteigenschaften und Ausschreibungszeiträume angepasst werden sollen, damit der Eintritt neuer Anbieter für Regelleistung ermöglicht/vereinfacht wird. Die Bereitstellung von SDL soll sowohl für die Netzbetreiber als auch für die Betreiber dezentraler Energieanlagen und steuerbarer Lasten wirtschaftlich sein. Grundsätzliche technische Eigenschaften von dezentralen Energieanlagen zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen können über die Netzanschlussbedingungen sichergestellt werden. Darüber hinausgehende Aufwände müssen über ein Erlössystem und über die Netzregulierung vergütet werden [dena 2014], [Agricola 2015].

### 4.3 Fazit

Der bundesweite Stromerzeugungsmix hat sich im letzten Jahrzehnt deutlich verändert. Die Summe der installierten Leistung stieg stark an, insbesondere die Summe der nicht regelbaren (fluktuierenden) Kapazitäten. Es lässt sich zum aktuellen Zeitpunkt festhalten, dass ein hoher Netzausbaubedarf sowohl in Übertragungs- als auch in Verteilnetzen besteht.

Die Entwicklung der deutschen Stromversorgung bis 2030/2050 ist mit vielfältigen bisherigen und zukünftigen Änderungen der herkömmlichen Stromerzeugungs- und Stromnachfragestruktur verbunden. Verstärkte Nutzung der Elektrofahrzeuge sowie strombasierte Erzeugung des Kraftstoffbedarfs des nicht elektrifizierten Verkehrs führen zu einer starken Zunahme der Gesamtstromnachfrage und somit zum zusätzlichen Ausbau erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung in Deutschland. Darüber hinaus hat dies Auswirkungen auf den Ausbaubedarf und den Betrieb der Stromnetze.

Eine detaillierte Abschätzung einer zukunftsfähigen Stromnetzinfrastruktur ist mit vielen Unsicherheitsfaktoren behaftet. Das Netz und seine Dimensionierung haben starke Wechselwirkungen mit den übrigen Entwicklungen im Energiesystem: Stromverbrauchsentwicklung, Zusammensetzung und regionale Verteilung der Erzeugungsanlagen, Größe und Struktur zukünftiger Speicher sowie die Menge ungenutzter Energieüberschüsse. Prinzipiell ergibt sich immer ein Spannungsfeld zwischen einem Mehr an Netzausbau mit seinen ökonomischen, politischen und umweltpolitischen Folgen und einer optimierten Betriebsweise des Stromsystems, u.a. mit weniger/mehr EE-Abregelungen, Flexibilisierungsmaßnahmen oder Speicherausbau.

Das zukünftige Strommarktdesign muss bestimmte Kriterien bezüglich Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit erfüllen. Der dynamische Ausbau erneuerbarer Energien, die regionale und zeitliche Verschiebung von Erzeugungskapazitäten sowie neue Stromverbraucher aus dem Verkehr stellen eine große Herausforderung dar.

Um eine sichere Stromversorgung zu gewährleisten, müssen stets ausreichende Kapazitäten für die Stromerzeugung sowie für Stromtransport und Stromverteilung zur Verfügung stehen. Zur künftigen Bereitstellung erforderlicher gesicherter Leistung ist ein verstärkter Einsatz von Speichertechnologien denkbar. Die für den sicheren und zuverlässigen Betrieb des Übertragungsnetzes erforderlichen Systemdienstleistungen müssen auch zukünftig zur Verfügung stehen. Bedarf und Bereitstellungsmöglichkeiten von Systemdienstleistungen werden sich aber verändern. Technische Lösungen und Potenziale für eine alternative Bereitstellung von Systemdienstleistungen sind verfügbar. Die zusätzlichen Stromverbraucher aus dem Verkehr tragen dazu direkt oder indirekt über PtG- und PtL-Pfade maßgeblich bei. In Hinblick auf die zukünftige Ausgestaltung des Regelleistungsmarkts gilt zu prüfen, inwieweit aktuelle Rahmenbedingungen angepasst werden müssten, damit der Eintritt neuer Anbieter für SDL-Vorleistungen ermöglicht bzw. vereinfacht wird.

## 5 Synergien durch Sektorenkopplung von Verkehr und Strom

### 5.1 Batterie- und Oberleitungs-Elektrofahrzeuge

Fahrzeuge, die ihre Energie direkt aus dem Stromnetz aufnehmen, weisen grundsätzlich eine relativ enge Kopplung mit dem Netz auf, da die heute verfügbaren On-Board-Stromspeicher (Batterien bzw. Supercaps) über verhältnismäßig geringe Kapazitäten verfügen. Dennoch kann sich hier, abhängig vom jeweiligen Nutzungsmuster, eine signifikante zeitliche Flexibilität ergeben, wie in Kapitel 3.2 gezeigt. Im Folgenden wird zunächst kurz dargestellt, wie sich die Stromnachfrage durch diese Fahrzeuge zukünftig über das Stromnetz verteilen wird, um daraus Rückschlüsse auf mögliche Netzengpässe ziehen und zudem beurteilen zu können, an welchen Orten grundsätzlich Netzsystemdienstleistungen (SDL) erbracht werden könnten. Im nächsten Schritt wird vorgestellt, welche konkreten Potenziale des gesteuerten Ladens sich bieten (Abschnitt 5.1.2); der Schwerpunkt liegt hierbei speziell auf der möglichen Bereitstellung von Regelleistung zur Frequenzhaltung. Weiterhin wird auf die mögliche Bereitstellung von Blindleistung zur Spannungshaltung und die damit verbundenen Chancen und Herausforderungen eingegangen (Abschnitt 5.1.3). Schließlich wird der derzeitige Erkenntnisstand zu den wirtschaftlichen Potenzialen von SDL durch Elektrofahrzeuge zusammengefasst (Abschnitt 5.1.4).

#### 5.1.1 Verteilung der zusätzlichen Stromnachfrage im Stromnetz

Aus der Betrachtung der Stromnachfrageprofile verschiedener elektrischer Verkehrsträger in Kapitel 3.2 ergibt sich ein differenziertes Bild für die räumliche Verteilung der zukünftigen verkehrsbedingten Stromnachfrage: Der Großteil der Stromnachfrage durch Elektro-Pkw wird aller Voraussicht nach über eine nicht-öffentliche Ladeinfrastruktur gedeckt [NOW 2014]. Diese ist in aller Regel auf Niederspannungsebene angeschlossen. Zudem wird zumindest mittelfristig das größte Marktpotenzial für Elektrofahrzeuge in urbanen bzw. in suburbanen Gebieten gesehen; hier sind die mittleren Fahrtweiten bei gleichzeitig häufig hoher Gesamtfahrleistung (z.B. bei Pendelverkehren aus dem „Speckgürtel“ in Großstädte) tendenziell geringer als im ländlichen Raum [Canzler 2013]. Überdies vermuten die meisten Untersuchungen zur Elektromobilität die sogenannten „early adopters“ eher in städtischen Regionen. Im Folgenden wird daher angenommen, dass der Großteil der Ladeenergie für Elektro-Pkw auf der Niederspannungsebene in Ballungsgebieten abgenommen wird. Schnellladung wird dagegen vor allem entlang der Bundesfernstraßen erwartet.

Nach TREMOD finden etwa 30 % eines mittleren Pkw-Fahrprofils auf Autobahnen statt. Geht man davon aus, dass dieser Anteil für Elektrofahrzeuge aufgrund deren eingeschränkter Reichweite eher geringer ausfallen dürfte und zudem auch für diese Strecken ein Teil des Energiebedarfs mittels herkömmlicher Ladeinfrastruktur aufgenommen werden kann, so lässt sich abschätzen, dass auch auf längere Sicht nicht mehr als 20 % der Energieaufnahme durch Elektrofahrzeuge an Schnellladestationen erfolgen dürfte (vgl. auch [ewi 2010]). Geht man von einem Stromverbrauch durch Elektro-Pkw von etwa 70 TWh/a aus (wie in Kapitel 6 für das Basisszenario bei 80 % THG-Reduktion berechnet), so würde dies in etwa 10 TWh/a bis 20 TWh/a für die Schnellladeinfrastruktur entsprechen.

Entlang der Autobahnen kommt hierzu noch der Strombedarf des elektrischen Straßengüterfernverkehrs in Höhe von etwa 50 TWh/a hinzu. Wird in signifikantem Umfang Straßengüterverkehr auf die Schiene verlagert, so ist zukünftig auch mit einem zusätzlichen Strombedarf entlang der Bahnlinien zu rechnen. Der elektrifizierte Busverkehr benötigt seinen Strom wiederum schwerpunktmäßig in Ballungsgebieten; geht man von einer vollständigen Elektrifizierung des Busverkehrs auf Stadtbuslinien bis zum Jahr 2050 aus, so lässt sich dessen Strombedarf mit etwa 2 TWh/a<sup>31</sup> abschätzen.

Überschlägig betrachtet könnte sich die Stromnachfrage der Batterie- und Oberleitungsfahrzeuge damit in etwa gleichmäßig auf die Mittel- und Niederspannungsebene aufteilen. Daraus ergibt sich auch auf beiden Netzebenen ein grundsätzliches Potenzial zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen.

Aus dieser Abschätzung des Strombedarfs einzelner Verkehrsbereiche ergibt sich eine erhebliche zusätzliche Stromnachfrage entlang von stark frequentierten Verkehrsinfrastrukturen. Gerade dort gibt es jedoch auch signifikante Potenziale für den Zubau zusätzlicher Erzeugungsanlagen. Entlang von Autobahntrassen (insgesamt ca. 12.500 km in Deutschland) sind die Standortmöglichkeiten z.B. für Windenergieanlagen bisher nur gering genutzt und die wohnwirtschaftliche sowie gewerbliche Bebauung gering. Das Landschaftsbild ist durch die Trassen schon stark verändert und umweltbeeinträchtigende Wirkungen sind bereits vorhanden. Bei entsprechenden Anpassungen der raumordnerischen Planungsvorgaben könnte hier nach einer Berechnung von [Günnewig et al. 2009] selbst bei konservativen Annahmen eine Leistung von ca. 30 GW<sup>32</sup> an erneuerbarer Energie installiert werden, für die der infrastrukturelle Aufwand aufgrund der erzeugungsnahen Abnahme zumindest eines Teils der Energie tendenziell geringer ausfallen würde als an anderen Standorten.

### **5.1.2 Gesteuertes Laden und Bereitstellung von Regelleistung**

Vor allem die **Normalladung von Elektrofahrzeugen auf Niederspannungsebene** bietet großes zeitliches Flexibilitätpotenzial und in vielen Anwendungen ein hohes Maß an Planbarkeit. Seit längerem wird daher untersucht, wie sich das Stromnachfrageprofil dieser Fahrzeuge an die Situation auf der Erzeugungsseite anpassen lässt, beispielsweise, um hohe Energieproduktion aus erneuerbaren Energien zu integrieren („Laden, wenn der Wind weht“). Solche Optimierungen wurden auch bei den Szenarienrechnungen in Kapitel 6 durchgeführt. Sind Fahrzeuge und Ladestationen in der Lage, Strom ins Netz zurück zu speisen („Vehicle to grid“, V2G), so können sie grundsätzlich auch als Energieerzeuger am Strommarkt teilnehmen.

Bei entsprechenden Rahmenbedingungen könnten Elektrofahrzeuge jedoch auch auf sehr kurzfristige Anforderungen des Energiesystems nach sog. Regelleistung reagieren (siehe Abschnitt 4.1.4). Hierbei kann es sich sowohl um negative Regelleistung (also eine kurzfristige Erhöhung der Netzlast durch den Ladestart ans Netz angeschlossener Fahrzeuge) als auch um positive Regelleistung handeln (eine kurzfristige Verminderung der Netzlast durch die kurzfristige Verschiebung laufender Ladevorgänge bzw. Rückspeisung bereits eingespeicherter Energie ins Netz mittels V2G). Prinzipiell

---

<sup>31</sup> Energieverbrauch des Linienbusverkehrs des Jahres 2013 (6,3 TWh/a) mit Elektrobussen (Ø-Verbrauch: 1,8 kWh/km) anstatt mit Dieselnbussen (Ø-Verbrauch: 5,2 kWh/km)

<sup>32</sup> Dies entspricht etwa 7 % er gesamten erneuerbaren Erzeugungsleistung im Szenario „BEV/O“ (Kapitel 6.2).

sind Elektrofahrzeuge dazu gut geeignet, da sie (sofern sie mit dem Netz verbunden sind) die Leistung fast augenblicklich bereitstellen können. Im Vergleich zu thermischen Kraftwerken, die herkömmlicherweise durch An- und Abfahren Regelleistung bereitstellen, entsteht bei E-Fahrzeugen durch die Bereitstellung kein zusätzlicher Verschleiß, wenn lediglich das Ladeprofil angepasst wird; wird zusätzlich ins Netz zurückgespeist, erhöht sich die zyklische Batteriealterung entsprechend des zusätzlichen Energiedurchsatzes durch die Batterie im Rahmen der Rückspeisung. Die abzugebenden Energiemengen sind aufgrund der begrenzten Batteriekapazität und Verfügbarkeitsanforderungen der Nutzer grundsätzlich gering, weswegen eine Regelleistungsbereitstellung nur auf kurzen Zeitskalen bzw. durch eine hohe Anzahl gekoppelter Fahrzeuge möglich ist. Zudem müssen die Energieverluste durch Ein- und Ausspeicherung bei der Bewertung berücksichtigt werden.

Ein wichtiger Aspekt bei der Bereitstellung von Regelleistung durch Elektrofahrzeuge sind weiterhin die Auswirkungen auf die Lebensdauer der Traktionsbatterie. Die Alterung von Lithium-Ionen-Batterien hängt von einer Vielzahl von Parametern ab, beispielsweise dem mittleren Ladezustand (State of Charge, SOC), der Entladetiefe, der Temperatur sowie dem Energiedurchsatz.

**Tabelle 13: Einflüsse auf wichtige Batterieparameter**

	Ladezustand <sup>33</sup> (SOC)	Ladeleistung	Energiedurchsatz <sup>34</sup>
Gesteuertes Laden / Bereitstellung negativer Regelleistung bzw. positiver Regelleistung ohne Rückspeisung	x	x	-
Bereitstellung positiver Regelleistung mittels Rückspeisung („Vehicle-to-Grid“)	x	xx	x
Bereitstellung von Blindleistung	-	-	-

„x“ = Einfluss; „xx“ = signifikanter Einfluss; „-“ = kein Einfluss

In [Linssen et al. 2012] ist die Batterielebensdauer für drei verschiedene Ladeszenarien modelliert worden, von denen das erste eine erneute Vollladung direkt nach der Fahrt, das zweite eine verzögerte Aufladung (wie sie beim gesteuerten Laden i.d.R. auftritt) und das dritte eine periodische Rückspeisung ins Netz beinhaltet. Es zeigte sich, dass die berechnete Lebensdauer (auf Grundlage realitätsnaher Fahrprofile) für den Fall des gesteuerten Ladens von zehn auf elf Jahre stieg, was wesentlich mit dem geringeren mittleren SOC durch die spätere Ladung zusammenhing. Hier kann also durch ein netzdienliches Ladeverhalten gleichzeitig die Fahrzeuglebensdauer erhöht werden.

Im dritten betrachteten Ladeszenario (mit regelmäßiger Rückspeisung von Energie ins Stromnetz während Spitzenlastzeiten) reduzierte sich die Batterielebensdauer jedoch signifikant um etwa drei Jahre. Hierbei waren knapp 40 % des gesamten Energiedurchsatzes während der Nutzungsphase durch die Rückspeisung bedingt.

<sup>33</sup> Der Ladezustand wiederum hat vor allem Einfluss auf die Restreichweite und somit auf die Verfügbarkeit des Fahrzeugs. Zudem wirkt sich ein dauerhaft hoher SOC ungünstig auf die Lebensdauer aus.

<sup>34</sup> Der Energiedurchsatz ist der wesentliche Parameter für die zyklische Batteriealterung.

Solche Befunde können allerdings nicht ohne weiteres verallgemeinert werden, da es hier stark auf die konkrete Szenarioausgestaltung und die Parametrierung des Batteriemodells ankommt; zu den realen Lebensdauern von Li-Ionen-Batterien im Automotive-Bereich liegen zudem noch zu wenig empirische Erkenntnisse vor.

Um am Regelleistungsmarkt teilzunehmen, müssen eine Reihe von technischen Voraussetzungen erfüllt sein (vgl. [Schuller und Rieger 2013]). Zum Beispiel ist eine gewisse elektrische Mindestleistung des Anbieters erforderlich<sup>35</sup>, weswegen Elektrofahrzeuge für die Teilnahme zu einem sog. Regelleistungspool gebündelt werden müssen. Darüber hinaus ist die Sicherstellung der Verfügbarkeit der Regelleistung ein wesentlicher Punkt bei der Präqualifikation für ihre Erbringung. Die Tatsache, dass selten sämtliche Fahrzeuge eines Regelleistungspools für die Erbringung der Regelleistung gleichzeitig zur Verfügung stehen, erhöht die notwendige Größe des Pools. Zudem muss die angebotene Regelleistung so konservativ berechnet sein, dass die Ausfallwahrscheinlichkeit (aufgrund unvorhergesehener Nutzung der Fahrzeuge) minimal ist.

Im U.S.-Projekt „eV2g“ wurde die Teilnahme eines Pools von etwa einem Dutzend Elektrofahrzeugen am Regelleistungsmarkt erfolgreich demonstriert. Hierfür musste der lokale Netzbetreiber PGM allerdings die minimale bereitgestellte Regelleistung von 500 kW auf 100 kW reduzieren.<sup>36</sup>

In Deutschland wurde die Teilnahme von Elektrofahrzeugen am Regelleistungsmarkt bis jetzt lediglich simuliert, da die Hürden für eine Präqualifikation bisher zu hoch waren. In den Projekten „Gesteuertes Laden V3.0“ und „INEES“ wurde die Bereitstellung negativer Regelleistung durch eine Fahrzeugflotte anhand historischer Netzparameter untersucht. Herausforderungen bestanden dabei vor allem in der Abschätzung des Kundenverhaltens, da die Netzbetreiber eine hohe Zuverlässigkeit der bereitgestellten Regelleistung erwarten. Zudem war es schwierig, überall eine hinreichende Qualität der Datenverbindungen zwischen Fahrzeugen und zentraler Steuerung zu gewährleisten.

Zusätzlich zum V2G-Konzept gibt es grundsätzlich auch die Möglichkeit, ausgediente Traktionsbatterien in stationären Batteriesystemen (z.B. für die Erbringung von SDL) einer zweiten Nutzung zukommen zu lassen („Second life“). Stationäre Batteriespeicher sind fest mit dem Stromnetz verbunden, sodass ihre Verfügbarkeit im Allgemeinen höher ist. Solche Einsatzszenarien werden derzeit in verschiedenen (z.T. öffentlich geförderten) Forschungsprojekten untersucht (z.B. die Projekte „StaTrak“ (gefördert durch BMUB) und „EOL-IS“ (gefördert durch BMBF)). Auch hier gibt es jedoch große Herausforderungen, wie z.B. die Entwicklung verlässlicher Alterungsmodelle für die Batterien und eine konsistente Aufzeichnung der Betriebshistorie, um eine sichere Vorhersage der Restlebensdauer und damit verbundener Geschäftsmodelle zu ermöglichen.

Der **oberleitungsbetriebene Straßengüterfernverkehr** sowie der elektrische Schienenverkehr weisen ohne Energiespeicher an Bord ein relativ starres Lastprofil auf. Haben Oberleitungsfahrzeuge allerdings einen zweiten Energiespeicher an Bord (z.B. einen Dieseltank, eine Batterie oder eine Brennstoffzelle), so können sie prinzipiell ebenfalls Regelleistung erbringen, indem sie auf Verlangen den Strombezug aus der Oberleitung unterbrechen („Lastabwurf“) und je nach Hybridisierung mit

---

<sup>35</sup> Für den deutschen Markt sind dies derzeit 1 MW für Primärregelleistung und 5 MW für die Sekundärregelleistung sowie für die Minutenreserve.

<sup>36</sup> <http://www.greentechmedia.com/articles/read/electric-vehicles-start-selling-power-into-pjm>

Batteriestrom bzw. mit Diesel weiterfahren. Im Falle einer Batteriehybridisierung ist je nach Auslegung des Batteriespeichers auch eine Optimierung des Strombezugs auf größeren Zeitskalen möglich, z.B. um auf den Tagesgang des Börsenstrompreises zu reagieren. Ob von solchen Optionen künftig Gebrauch gemacht wird, dürfte stark von den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen abhängen, insbesondere von der Vergütung der Regelleistung und den Strom- bzw. Dieselpreisen.

Unabhängig davon wird bei Oberleitungs-Lkw eine Hybridisierung auf absehbare Zeit bei den meisten Anwendungen notwendig sein, da eine durchgehende Elektrifizierung auch von Zubringerstrecken abseits der Fernstraßen als zu aufwendig und damit als unwahrscheinlich angesehen wird. Im deutschen Schienenfernverkehr (insbesondere auf dem Hauptstreckennetz) ist die Streckenelektrifizierung bereits weit vorangeschritten; insgesamt liegt der Elektrifizierungsgrad des Streckennetzes der Deutschen Bahn bei knapp 60 %. Der Anteil der elektrischen Schienenverkehrsleistung ist dagegen deutlich höher und liegt bei etwa 90 % (nach TREMOD, siehe [IFEU 2014]). Hybridische Oberleitungsantriebe haben sich im Schienenverkehr bisher nicht etabliert, da ein Lokwechsel im Bedarfsfall kostengünstiger ist. Es gibt allerdings erste Ideen für batterie-<sup>37</sup> sowie brennstoffzellenbetriebenen<sup>38</sup> Schienenverkehr auf oberleitungsfreien Strecken.

### 5.1.3 Spannungshaltung durch Bereitstellung von Blindleistung

Eine wachsende Marktdurchdringung von Elektrofahrzeugen kann für die Verteilnetze eine Herausforderung darstellen: Die damit einhergehende gestiegene Stromnachfrage erhöht den Spannungsabfall über die Betriebsmittel des Netzes und kann damit grundsätzlich zu Verletzungen des zulässigen Spannungsbandes beitragen. Zudem steigen die energetischen Verluste im Netz. Um dem entgegenzuwirken, gibt es im Wesentlichen drei Möglichkeiten:

- Optimierung des Ladeverhaltens in Bezug auf die lokale Netzsituation (durch gesteuertes Laden)
- Ertüchtigung der Betriebsmittel (größer dimensionierte Leitungen bzw. regelbare Ortsnetztransformatoren)
- Gezielte Einspeisung von Blindleistung

In der dena-Studie „Systemdienstleistungen 2030“ wird für die Zukunft ein deutlich erhöhter Blindleistungsbedarf im deutschen Stromnetz erwartet [dena 2014]; eine Option zu dessen Deckung ist der Einsatz alternativer Blindleistungsquellen auf Verteilnetzebene. Da Elektrofahrzeuge über Umrichter mit dem Stromnetz gekoppelt sind, könnten sie (ebenso wie PV-Anlagen) grundsätzlich Blindleistung ins Netz einspeisen und damit sowohl zur Spannungshaltung als auch zur Verminderung von Netzverlusten beitragen. Der technische Aufwand hierfür aufseiten des Ladegeräts würde sich dabei in Grenzen halten [Kisacikoglu et al. 2011]. Die Blindleistungseinspeisung sollte nicht statisch sein, sondern sich dynamisch aktuellen Spannungssituation im jeweiligen Verteilnetz anpassen, da das Spannungsniveau im Netz nicht nur durch die Elektrofahrzeuge, sondern in hohem Maße insbesondere auch durch fluktuierende PV-Einspeisung auf Niederspannungsebene beeinflusst werden kann [Nobis et al. 2015].

---

<sup>37</sup> <http://www.merkur.de/lokales/region-miesbach/fischbachau/pilotprojekt-akku-loks-wendelstein-halbstudentakt-2023-5027741.html>

<sup>38</sup> Zum Beispiel der mit Brennstoffzellen betriebene Hybridtriebzug „Bethy“, der von Alstom Transport Deutschland GmbH entwickelt und durch die NOW mit NIP-Mitteln gefördert wird [Alstom 2015].

Im Schaufenster-Projekt „PiVo“ wird derzeit ein Ladegerät entwickelt, das in der Lage sein soll, Blindleistung bereit zu stellen. Das Gerät überwacht die Spannungslage im Verteilnetz und kann dann gezielt Blindleistung einspeisen, um Abweichungen der Spannung vom Sollwert zu minimieren. In einigen weiteren Projekten wird eine Blindleistungseinspeisung simulatorisch untersucht (z.B. im Projekt „e-Gap“).

Bei hoher lokaler Durchdringung mit Elektrofahrzeugen wird die Blindleistungsbereitstellung als vielversprechend angesehen, um die Stabilität der Verteilnetze kostenoptimal zu gewährleisten. Es ist daher zu überlegen, entsprechende Vorgaben perspektivisch in die entsprechenden Netzanschlussnormen zu integrieren, wie es für erneuerbaren Erzeugungsanlagen bereits geschehen ist [VDE 2011]. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass bereits viele Verteilnetze aufgrund der dortigen PV-Installationen ertüchtigt worden sind und somit selbst bei starker Zunahme des Bestands an Elektrofahrzeugen nicht flächendeckend mit Problemen zu rechnen ist.

#### **5.1.4 Notstromversorgung und Schwarzstartfähigkeit**

Wie oben bereits erwähnt, können Batterien von Elektrofahrzeugen relativ hohe Leistungen mit minimaler Anlaufzeit bereitstellen. Dieser Umstand macht sie für den Einsatz bei Störungen der Stromversorgung attraktiv. Im Falle eines Stromausfalls können sie z.B. für die übergangsweise Versorgung von Haushalten verwendet werden – je nach Leistungsentnahme und Batteriekapazität ist auf diese Weise eine Notstromversorgung von mehreren Stunden bis hin zu einigen Tagen möglich.<sup>39</sup> Zur Wiederherstellung der Versorgung nach einem Stromausfall sind zudem Stromquellen notwendig, die Energie ins Netz einspeisen können, ohne zuvor selber Strom zu beziehen; dies wird als Schwarzstartfähigkeit bezeichnet. Traktionsbatterien erfüllen diese Anforderung prinzipiell und können somit (bei geeigneter Steuerung) einen wichtigen Beitrag zur Eingrenzung und Behebung von Stromausfällen leisten.

#### **5.1.5 Wirtschaftlichkeit von Lademanagement und SDL**

Mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung wachsen auch der Bedarf an gezielten Ausgleichsmaßnahmen zwischen Stromangebot und –nachfrage, sowie insbesondere der Bedarf an Systemdienstleistungen. Die zukünftige Elektrofahrzeugflotte sieht sich somit im Vergleich zu heute einem größeren Markt für Flexibilitäts- und Systemdienstleistungen gegenüber, was das wirtschaftliche Potenzial solcher Dienstleistungen tendenziell erhöht. Auf der anderen Seite ist aber insbesondere der Markt für SDL prinzipiell begrenzt und Elektrofahrzeuge konkurrieren dort sowohl mit herkömmlichen (v.a. konventionellen Kraftwerken) als auch mit anderen neuen Marktteilnehmern (v.a. EE-Kraftwerke, Power-to-Heat).

Die Szenarien in Kapitel 6 zeigen, dass gesteuertes Laden von Batteriefahrzeugen aus gesamtwirtschaftlicher Sicht vorteilhaft ist, da hierdurch Spitzenkapazität eingespart und die Ausnutzung erneuerbarer Energieproduktion optimiert wird. Zudem können dadurch Überlastungen der Stromnetze verhindert und somit die Kosten der entsprechenden Betriebsmittel begrenzt werden. Damit Lademanagement akzeptiert wird, muss dieser wirtschaftliche Vorteil allerdings auch beim

---

<sup>39</sup> Die Firma Nissan entwickelt derzeit ein solches System unter dem Namen „Vehicle to home“. Hierbei kann die Batterie eines Nissan Leaf (mit einer Kapazität von 24 kWh) eine Leistung von bis zu 6 kW bereitstellen.

Kunden ankommen, wozu eine entsprechende Preisgestaltung der EVU sowie die Erfassung aller für die Abrechnung relevanten Parameter notwendig sind. Zudem sollten auch die Steuern und Abgaben auf den Ladestrom so gestaltet sein, dass sie das Preissignal nicht zu stark dämpfen. Die Agora Energiewende hat hierfür beispielsweise eine dynamische EEG-Umlage vorgeschlagen [Agora 2014b].

Die Reaktion von E-Fahrzeugnutzern auf verschiedene Preissignale wurde bereits in verschiedenen Projekten untersucht und wird derzeit im Forschungsprojekt „Demand Response“ (Emobil-Schaufenster Niedersachsen) mit einer Testgruppe von etwa 40 Testpersonen systematisch untersucht. Generell ist zu beachten, dass die kilometerbezogenen Energiekosten bei Elektrofahrzeugen im Vergleich zu konventionellen um den Faktor 1,5 bis 2 niedriger liegen, sodass die Sensibilität für Strompreisschwankungen im gesamten Kostengerüst vergleichsweise eher gering ist.

Die erzielbaren finanziellen Vorteile durch ein am Strommarkt orientiertes gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen unterscheiden sich für verschiedene Anwendungsfälle stark. Wesentlicher Parameter ist dabei vor allem die Fahrleistung, die sich sowohl auf den gesamten Energiedurchsatz als auch auf das Maß der zeitlichen Flexibilität der Ladevorgänge auswirkt. Eine Untersuchung für Deutschland auf Basis von Mobilitätsbefragungen und historischen Strommarktdaten kommt auf Reduktionen der Energiekosten von etwa 20 % durch gesteuertes Laden [Schuller et al. 2014].<sup>40</sup> Ruheständler kommen demzufolge relativ gesehen auf höhere Reduktionen als Erwerbstätige, da ihr Ladeprofil eine größere Flexibilität aufweist. Durch Rückspeisung ins Stromnetz (unter der Annahme, dass gezahlte Steuern und Umlagen auf den rückgespeisten Strom erstattet werden) lassen sich sogar noch höhere Reduktionen bei den Energiekosten erzielen, die vor allem bei hoher Lade- und Rückspeiseleistung zum Tragen kommen, da so kurzfristige Preisschwankungen an der Strombörse besser ausgenutzt werden können. Allerdings muss hier auch der erhöhte technische und finanzielle Aufwand für die Rückspeisefähigkeit berücksichtigt werden, sowie die Tatsache, dass bisherigen Befragungen zufolge die Nutzerakzeptanz der Rückspeisung deutlich geringer ausfällt als die des gesteuerten Ladens.

Elektromobilitätsanwendungen in geschlossenen Flotten bieten ebenfalls signifikante Potenziale zur Strompreisreduktion durch gesteuertes Laden. Für das Beispiel einer Flotte von Hafenfahrzeugen mit Wechselbatterien wurde eine Stromkostenreduktion von etwa einem Viertel ermittelt [Schmidt et al. 2014].

Bei der ökonomischen Bewertung von **Systemdienstleistungen** ist zwischen der Bereitstellung von Regelenergie, Blindleistung und Schwarzstartfähigkeit zu unterscheiden. Die Regelenergie macht mit über der Hälfte der gesamten SDL-Kosten den größten Teil des SDL-Markts aus, der im Jahr 2013 in Deutschland ein Gesamtvolumen von etwa 1 Mrd. Euro hatte [BNA 2014]. Davon entfielen allein etwa 85 Mio. Euro auf die Primärregelung, für deren Erbringung Elektrofahrzeuge aufgrund ihrer quasi instantanen Leistungsbereitstellung besonders gut geeignet sind. Ein weiterer Vorteil von Elektrofahrzeugen sind die nicht vorhandenen Opportunitätskosten im Vergleich zu konventionellen Regelleistungserbringern [Bradley 2013]: Wird ein Kraftwerk für die RL-Erbringung vorgehalten, so

---

<sup>40</sup> Hierbei wurden Rückwirkungen auf den Strommarkt nicht berücksichtigt, was nur zulässig ist, solange die Anzahl der Elektrofahrzeuge im System klein ist.

kann es während dieser Zeit nicht oder nicht vollständig am Strommarkt teilnehmen und muss beispielsweise in ineffizienter Teillast fahren, was betriebswirtschaftlich gesehen einem entgangenen Gewinn entspricht. Bei Elektrofahrzeugen besteht dieses Problem nicht, solange die Regelleistung ohne Verhaltensänderungen der Nutzer bereitgestellt werden kann.

Sollen Elektrofahrzeuge zukünftig am RL-Markt teilnehmen, so ist vermutlich eine Anpassung von dessen Rahmenbedingungen notwendig; so müsste vor allem die Mindestgröße eines RL-Produkts reduziert werden (sowohl die Leistung als auch die Dauer ihrer Erbringung) und die Bedingungen für eine Präqualifikation müssten an die variable Verfügbarkeit von Elektrofahrzeugen angepasst werden. Die erzielbaren Erlöse hängen dann stark von der zukünftigen Marktdurchdringung von Elektrofahrzeugen und außerdem von möglichen weiteren zukünftigen Marktteilnehmern ab, die von solchen geänderten Rahmenbedingungen ebenfalls profitieren (z.B. Kühlhäuser und Power-to-Heat-Anwendungen).

Auch die fiskalischen Randbedingungen sind derzeit eher ungünstig: Nach aktueller Rechtslage müssen auch beim Bezug von später rückgespeistem Strom aus Traktionsbatterien (aus denen ebenfalls Fahrstrom entnommen wird) sämtliche Steuern und Abgaben entrichtet werden (Netzentgelte, EEG-Umlage, ...).

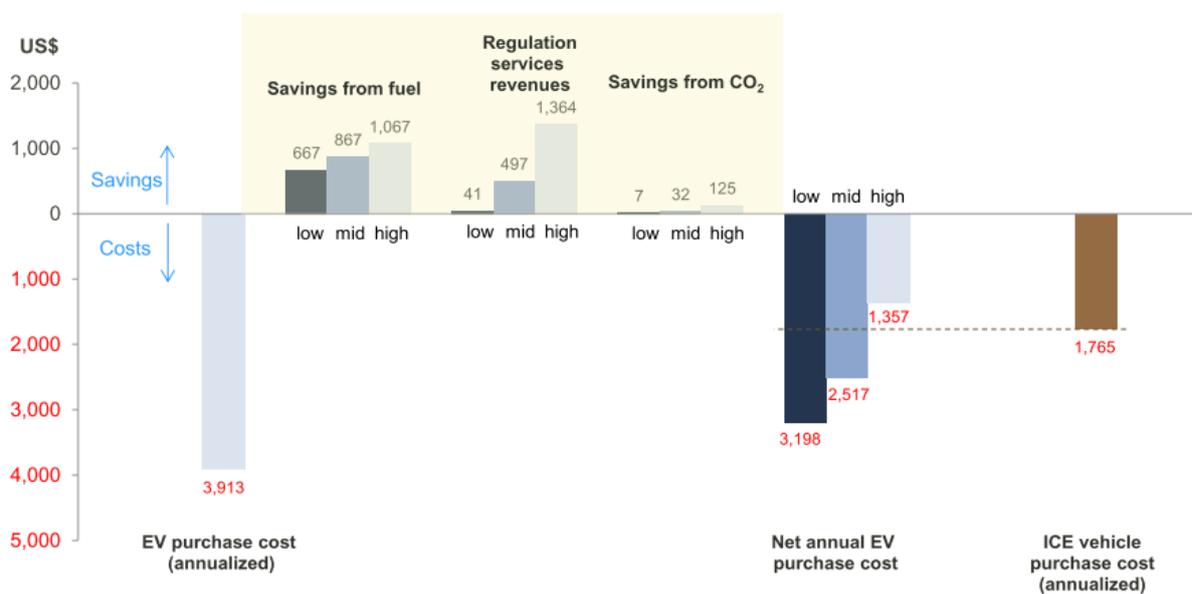
Aufgrund der vielen Einflussfaktoren variieren die Einschätzungen zur zukünftigen Wirtschaftlichkeit von SDL durch Elektrofahrzeuge stark: [ewi 2010] sieht „nur geringe Zusatzeinnahmen für den Fahrzeughalter unter Annahme einer unveränderten Marktsituation. Auch wenn durch die Elektrofahrzeuge ein erheblicher Teil der insgesamt benötigten Regelleistung bereitgestellt werden kann, erhält der durchschnittliche Fahrzeughalter nur eine geringe jährliche Zahlung. Diese liegen im Jahr 2020 um 100 Euro, im Jahr 2030 um 50 Euro. Grund ist die große Anzahl der Fahrzeuge im Verhältnis zur bereitgestellten Leistung.“ In den Markthochlaufszenerarien im Auftrag der NPE wurde die Aussage von [ewi 2010] für das Jahr 2020 im Pro-EV-Szenario übernommen und dort ebenfalls von 100 Euro Erlös pro Jahr durch SDL ausgegangen [ISI 2013].

[Schuller und Rieger 2013] haben die Wirtschaftlichkeit von RL-Erbringung differenziert für die verschiedenen Arten von Regelenergie untersucht (Primär-, Sekundär- und Tertiär-RL; jeweils positiv und negativ). Wesentliches Ergebnis ist, dass generell die Erbringung negativer Regelleistung deutlich profitabler ist, da hier der infrastrukturelle Aufwand erheblich geringer ist (keine V2G-Fähigkeit notwendig), es nicht zu Kosten durch erhöhte Abnutzung der Batterien kommt und das Fahrzeug zudem „nebenbei“ mit sehr geringen Strompreisen geladen werden kann. Weiterhin ist Sekundär-RL gegenüber Tertiär-RL (Minutenreserve) attraktiver, da hier die Bereitstellung der Leistung (mit geringen Opportunitätskosten) gegenüber der Energiebereitstellung (mit höheren Opportunitätskosten durch die Eingriffe ins Ladeverhalten) anteilig höher vergütet wird. Entscheidende Parameter für die Wirtschaftlichkeit sind die Verfügbarkeit der Fahrzeuge am Netz sowie die Abschlussleistung, die wiederum im Allgemeinen von den lokalen Netzgegebenheiten abhängt. Weitere relevante Parameter sind die Strompreise außerhalb des Regelenergiemarktes (die beim „normalen“ Laden zur Anwendung kommen würden) sowie die Häufigkeit der Inanspruchnahme der angebotenen Regelenergie.

[Bradley 2013] hat die Wirtschaftlichkeit von SDL für den amerikanischen Markt abgeschätzt und sieht einen potenziell relevanten Beitrag von SDL zur Senkung der Total Cost of Ownership bei

Elektrofahrzeugen. Hier wurde der Betrieb eines Nissan Leaf mit dem eines vergleichbaren Benzinfahrzeugs von Nissan verglichen. Die Erlöse für die Regelenergie wurden hier für die drei Szenarien zwischen 1 und 20 \$/MWh variiert. Bei hohen Preisannahmen weisen die Berechnungen sogar höhere Erlöse aus dem Regelenergieverkauf aus als Einsparungen durch geringere Kosten für die Antriebsenergie (Abbildung 22).

Grundsätzlich ist es auch möglich, dass Elektrofahrzeuge außerhalb des Regelleistungsmarkts als (temporäre) Stromerzeuger auftreten und eingespeicherte Energie beispielsweise am Spotmarkt anbieten. Dies ist wegen der geringeren Vergütung des Stroms außerhalb des Regelenergiemarkts jedoch finanziell wesentlich unattraktiver, da anfallende Kosten wie z.B. der Batterieverschleiß konstant bleiben [Schuller / Rieger 2013].



**Abbildung 22: Beiträge durch Systemdienstleistungen (Bezugsrahmen: USA) im Rahmen einer Jahresvollkostenrechnung von BEV und ICE Fahrzeugen (entnommen aus [Bradley 2013])**

### 5.1.6 Optimierung des Eigenverbrauchs von PV-Strom

Gelingt es, Stromerzeugung und –verbrauch nicht nur zeitlich, sondern auch örtlich in Einklang zu bringen, so sinkt dadurch die Belastung der Stromnetze. In diesem Sinne besteht ein Ansatz bei der Netzintegration von Elektrofahrzeugen darin, den Anteil des vor Ort verbrauchten Stroms aus dezentralen erneuerbaren Kraftwerken (insbesondere PV-Anlagen auf Gebäuden) durch gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen zu erhöhen. Dieser Ansatz wird derzeit im Projekt „3E-MFH“ für Mehrfamilienhäuser mit PV-Anlage, Blockheizkraftwerk und Elektroautos im Carsharingbetrieb in der Praxis erprobt.<sup>41</sup> Auf theoretischer Ebene wurden Chancen und Risiken durch Eigenverbrauchs-

<sup>41</sup> Das Projekt „Das 3E-Mehrfamilienhaus – Eigenerzeugung, Eigenverbrauch, Elektromobilität“ wird derzeit von Lichtblick SE und dem ifeu-Institut im Rahmen des Förderprogramms „Erneuerbar mobil“ des BMUB durchgeführt.

optimierung zudem unter Leitung des Fraunhofer IWES im Auftrag des BMUB untersucht [IWES 2013].

Grundsätzlich ist es möglich, durch gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen am häuslichen Stromanschluss den Eigenverbrauchsanteil von lokal erzeugtem PV-Strom deutlich zu steigern: Gegenüber einem Eigenverbrauchsanteil von etwa 5 % bei Ladung nach dem letzten Weg können durch gesteuertes Laden etwa 30 % Eigenverbrauchsanteil erreicht werden, wenn das Fahrzeug bei Ladebedarf mit dem Stromanschluss verbunden wird. Wird das Fahrzeug unabhängig vom Bedarf bei jedem Parken an die Steckdose angeschlossen, sind sogar bis zu 50 % Eigenverbrauchsanteil im Ladestrom möglich [IWES 2013].<sup>42</sup>

Die wirtschaftliche Bewertung einer Eigenverbrauchsoptimierung in [IWES 2013] fällt auf Basis von Preisannahmen für 2011 für Bestandsanlagen des EEG 2012 günstig aus. Mit Inkrafttreten der EEG-Novelle 2014 gilt für Neuanlagen, dass auch auf eigenverbrauchten EE-Strom in der Regel die EEG-Umlage erhoben wird. Zudem sinkt die EEG-Vergütung für Neuanlagen abhängig von der Geschwindigkeit des EE-Anlagenzubaus („Ausbaukorridor“). Allerdings wird zukünftig auch eine weitere Reduktion der Gestehungskosten von erneuerbarer Energie, insbesondere aus PV-Anlagen, erwartet. Zusammen mit einer erwarteten moderaten Steigerung der Börsenstrompreise dürfte dies zur Folge haben, dass eine Beladung von Batteriefahrzeugen mit eigenerzeugtem EE-Strom wirtschaftlich langfristig attraktiv bleibt.

Unabhängig davon stellt sich aus systemischer Sicht die Frage nach der Sinnhaftigkeit einer Eigenverbrauchsoptimierung. Dabei geht es vor allem um mögliche Rückwirkungen auf den Kraftwerkspark: Wenn zum Beispiel Ladevorgänge entsprechend dem Tagesgang der PV-Erzeugung in die Mittagsstunden verlagert werden, kann dies theoretisch zusätzliche (thermische) Spitzenleistung zur Lastdeckung notwendig machen, was sowohl zusätzliche Kosten als auch Emissionen zur Folge hätte. Die in Abschnitt 6.2 dargestellten Beispielszenarien für 2025 und 2035 zeigen jedoch, dass auch bei gesteuertem Laden aus Sicht der deutschlandweiten Residuallast gezielt PV-Einspeisespitzen integriert werden. Ladestrategien zur Eigenstromoptimierung von PV-Anlagen und aus Sicht des Gesamtsystems weisen in Szenarien mit hohen installierten PV-Leistungen damit durchaus in die gleiche Richtung. Allerdings wird die Prognose der benötigten Erzeugungs- und Netzkapazitäten aus Sicht der Netzbetreiber schwieriger, wenn ein Teil der Regelung unabhängig an den einzelnen Verbrauchsstellen stattfindet. Im Endeffekt ergibt sich die Gefahr einer „Optimierung von Subsystemen“, die eine Optimierung des Gesamtsystems erschweren kann. Es erscheint daher im Sinne eines optimalen Zusammenspiels von Verkehrs- und Stromsektor empfehlenswert, Ladevorgänge nicht nach der alleinigen Zielgröße „Eigenverbrauch“ zu optimieren, sondern mittelfristig zusätzliche übergeordnete Ladestrategien aus Netz- bzw. Systemsicht mit einzubeziehen.

---

<sup>42</sup> Für die entsprechenden Analysen wurde eine agentenbasierte Simulation der Fahrten mit Elektrofahrzeugen durchgeführt, die auf Mobilitätsdaten der Erhebung [MiD 2008] basiert.

### 5.1.7 Synergien in Bezug auf den Schienenverkehr

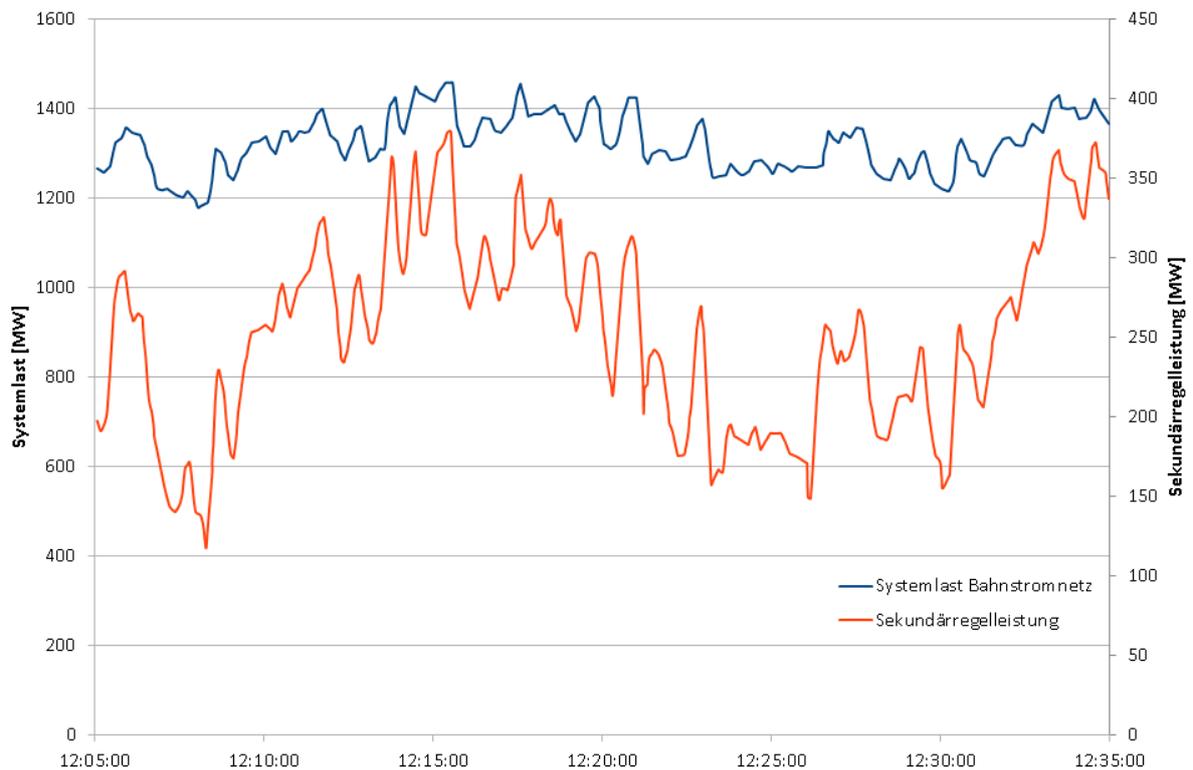
In Abschnitt 3.2.5 wurde der Schienenverkehr in Bezug auf sein Stromnachfrageprofil charakterisiert. Demzufolge nimmt er in der Diskussion um mögliche Synergien zwischen Verkehrs- und Stromsektor eine Sonderrolle ein, da

- der Schienenverkehr bereits heute ein signifikanter Stromnachfrager ist,
- das Bahnstromnetz nur punktuell mit dem öffentlichen Stromnetz gekoppelt ist,
- das Nachfrageprofil durch eher wenige, dafür aber relativ große Einzellasten bestimmt wird,
- elektrische Züge keinen Energiespeicher an Bord haben,
- die hohe Auslastung des Schienennetzes und Fahrplanbindung auch im Güterverkehr keine betriebliche Flexibilität im Sinne einer Anpassung der Stromnachfrage an die Erfordernisse des Stromnetzes/-marktes bietet.

Der Schienenverkehr bietet daher technisch und organisatorisch keine besonders günstigen Voraussetzungen, um erneuerbare Energien zu integrieren und somit die Energiewende voranzutreiben. Vielmehr stellt er selber relativ hohe Flexibilitätsanforderungen an das speisende Stromnetz. Auf der anderen Seite bieten sich durch Verlagerung des Straßengüterverkehrs auf die Schiene und Betrieb der Güterzüge mit erneuerbarem Strom besonders hohe CO<sub>2</sub>-Einsparpotenziale. Gerade im Kontext der politisch gewünschten Verlagerung eines Teils des Straßengüterverkehrs auf die Schiene ist es daher notwendig, Strategien zu entwickeln, um auch die Bahnstromversorgung auf erneuerbare Energien umzustellen.<sup>43</sup>

---

<sup>43</sup> Die Deutsche Bahn hat sich das Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2050 den Bahnstrom vollständig aus erneuerbaren Energien zu gewinnen ([http://www1.deutschebahn.com/ecm2-db-de/gb\\_2012/klb/oeko/ziele.html](http://www1.deutschebahn.com/ecm2-db-de/gb_2012/klb/oeko/ziele.html)).



**Abbildung 23: Exemplarische Darstellung von Lastschwankungen im Bahnstromnetz im Minutenbereich und Einsatz der Sekundärregelung (eigene Abbildung nach [IWES 2011])**

Im Rahmen des Förderprojekts „Bahnstrom Regenerativ – Analyse und Konzepte zur Erhöhung des Anteils der Regenerativen Energie des Bahnstroms“ [IWES 2011] wurden verschiedene Konzepte für eine Transformation der Bahnstromversorgung hin zu erneuerbaren Energien untersucht und dabei vor allem die besondere technische und regulatorische Situation des elektrischen Schienenverkehrs berücksichtigt. Grundsätzlich gibt es für die (physische) Integration von EE in den Bahnstrom zwei Möglichkeiten:

1. direkte Einspeisung ins Bahnstromnetz (110 kV, 16,7 Hz)
2. Einspeisung über Kuppelstellen aus dem 50-Hz-Netz

Folgende Hürden für die direkte Einspeisung erneuerbarer Energien wurden identifiziert:

- starres Lastprofil mit relativ hohen spontanen Lastschwankungen im Minutenbereich (um bis zu etwa 300 MW) und einem stärker ausgeprägten Tag-Nacht-Unterschied bzw. Schwachlast in der Nacht (ungünstiger für Windkraft)
- langfristige Lieferverträge mit thermischen Kraftwerken
- die Sonderfrequenz von 16,7 Hz, weil
  - dadurch bei direkter Einspeisung besondere und damit teurere Wechselrichter erforderlich sind
  - das 110 kV Bahnstromnetz ein Verteilnetz und nicht für den überregionalen Ausgleich von z.B. Windstrom geeignet ist.

Eine direkte Einspeisung von EE-Kraftwerken ins Bahnstromnetz bietet nach derzeitiger Gesetzeslage den Vorteil geringerer Abgaben des Betreibers auf den erzeugten Strom, ist allerdings auf technischer Seite mit höheren Kosten verbunden (durch die Notwendigkeit von Wechselrichtern bei den EE-Anlagen für die Bahnstromfrequenz). Betriebswirtschaftlich gesehen kann daher der direkte Anschluss zusätzlicher erneuerbarer Erzeugungskapazitäten ans Bahnstromnetz sinnvoll sein, aus volkswirtschaftlicher und systemischer Sicht erscheint es jedoch grundsätzlich sinnvoller, diese Kapazitäten im öffentlichen Netz anzusiedeln und die Anbindung dieses Netzes an das Bahnstromnetz zu verbessern. Auch die DB Energie selbst geht davon aus die in den nächsten Jahren/Dekaden wegfallenden Lieferverträge mit thermischen Kraftwerken durch einen Strombezug aus dem öffentlichen Netz zu ersetzen. Für den 50-Hz-Netz Stromnetzbezug ist wiederum die Entwicklung des gesamtdeutschen EE-Anteils am Stromverbrauch relevant.

## **5.2 Strombasierte Kraftstoffe**

PtG bietet die Möglichkeit, Strom indirekt im Bereich des Verkehrssektors einzusetzen, vor allem wenn eine direkte Stromnutzung bzw. ein batterieelektrischer Antrieb nicht (wirtschaftlich) zu realisieren ist. Beim Einsatz von PtG im Stromversorgungssystem sind verschiedene Nutzeneffekte für das Stromnetz denkbar. So kann etwa der Netzausbau im Stromnetz vermieden bzw. verzögert, der Einsatz aller Erzeugungsanlagen optimiert oder die Versorgungssicherheit erhöht werden. Im Folgenden werden die Potenziale der PtG-Anlagen für das Stromsystem zur Kraftstoffproduktion dargestellt (Abschnitt 5.2.1 bis 5.2.5) sowie ein Ausblick auf die Wirtschaftlichkeit der Anlagen gegeben (Abschnitt 5.2.7).

### **5.2.1 PtG-Infrastrukturkonzepte und Netzimplikationen**

Der Verteilinfrastruktur kommt sowohl für den Transport der Kraftstoffe vom Herstellungsort zur den Tankstellen als auch in der Übernahme der Speicherfunktion für die zeitliche bzw. räumliche Entkopplung der Kraftstoffherstellung und der Nutzung eine große Bedeutung zu.

Für alle PtG-Optionen ist eine eigene (separate) Infrastruktur notwendig. Derzeit wird keiner der hier betrachteten strombasierten Kraftstoffe in relevanter Menge im Verkehrssektor eingesetzt, sodass eine Anpassung der bestehenden bzw. der Aufbau einer neuen Infrastruktur notwendig wäre. Der dafür benötigte Aufwand hängt vom Kraftstoff ab. Die Infrastruktur für die Anlieferung von Erdgas zu den Tankstellen ist oftmals vorhanden oder einfach zu realisieren. Bei den CNG-Tankstellen handelt es sich um eine etablierte Technologie und in einigen Ländern ist ein rudimentäres Netz vorhanden, wie z.B. in Italien oder Deutschland (ca. 900 Tankstellen) [LBST 2013]. Für Wasserstoff steht bisher keine etablierte Verteilinfrastruktur zur Verfügung. Die Wasserstoffproduktion kann dezentral vor Ort an der Tankstelle (weltweit ca. 50 on-site Tankstellen in Betrieb [e-mobil BW et al. 2014], Mittelspannungsanschluss ist in der Regel vorhanden) oder zentral an der EE-Erzeugung erfolgen. Sowohl in zentralen als auch in dezentralen Konzepten ist ein synergetischer Nutzen durch die Kombination von PtG als Stromspeicher und PtG als Kraftstoff möglich.

Bei PtG kann zwischen mehreren Nutzungspfaden unterschieden werden (siehe Abschnitt 3.3):

- einer zentralen Wasserstoffherzeugung an der EE-Erzeugung, Speicherung sowie weiterer Kraftstoffverteilung zur dezentralen Nutzung;

- einer zentralen Wasserstoffherzeugung an den Verbrauchszentren, Speicherung sowie weiterer Kraftstoffverteilung zur dezentralen Nutzung;
- einer dezentralen Wasserstoffherzeugung, bei der Kraftstoff für nur eine geringe Tankstellenanzahl produziert wird und die Verteilung an die Tankstellen über ein lokales Verteilnetz erfolgt;
- einer dezentralen Versorgungsinfrastruktur bestehend aus Tankstellen mit eigenen Elektrolyseuren.

Um die zeitliche Flexibilität der Wasserstoffproduktion bei der vorrangigen Wasserstoffnutzung im Verkehrssektor den anderen Sektoren zur Verfügung zu stellen, ist die Einbindung von Speichern in den Verteilprozess unabdingbar. Zur Speicherung des Wasserstoffs können beispielsweise bei dezentralen Elektrolyseuren und Salzkavernen oder Röhrenspeicher Druckbehälter für zentrale Anlagen eingesetzt werden. Ergänzend kann Wasserstoff bis zu einem bestimmten Anteil (< 10 vol %) Erdgas zugemischt werden.

Für die Produktion von E-Methan, Benzin/Kerosin/Diesel ist in einem weiteren Schritt Kohlendioxid als Rohstoff notwendig. Zur Integration der fluktuierenden erneuerbaren Energien wäre die Zwischenspeicherung von Kohlenstoffdioxid notwendig (außer bei CO<sub>2</sub>-Gewinnung aus Luft, was allerdings mit erheblich höherem Energieaufwand verbunden ist).

Auswirkungen der Integration der Erzeugungs- und Speicherinfrastrukturen auf die Stromversorgung mit hohem DEA-Anteil wurden jeweils für eine zentral und eine dezentral aufgebaute Wasserstoffinfrastruktur in [DLR et al. 2015] untersucht. Aus Gesamtsystemsicht ergibt sich für alle betrachteten Szenariovarianten die Vorteilhaftigkeit der zentraleren Wasserstoffinfrastruktur, vor allem sobald die Wasserstoffnachfrage im Verkehrssektor gedeckt werden muss. Bei der zentralen Wasserstoffinfrastruktur entstehen um bis zu 3,5 Mio. t pro Jahr niedrigere CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der Stromerzeugung als im dezentralen Nutzungsfall. Allerdings wirkt sich die zentrale Wasserstoffherzeugung und -speicherung teilweise auf eine verstärkte Auslastung des Übertragungsnetzes aus. Hinzu kommen höhere Infrastrukturaufwendungen für die Distribution des zentral erzeugten Wasserstoffs.

## **5.2.2 PtG zur Entlastung der Netze**

Aufgrund des in vielen Regionen bereits heute ausgeprägten Ausbaus dezentral in das Verteilnetz einspeisender EE-Anlagen, entwickeln sich neben zentralen auch zunehmend dezentrale Energieversorgungsstrukturen.

In den nächsten Jahren ist im Verteilnetz weiterhin ein starker Zubau von fluktuierender DEA zu erwarten. Insbesondere in ländlichen Verteilnetzen fehlt es jedoch an geeigneter Netzinfrastruktur. Als eine mögliche Option, den sonst erforderlichen enormen Netzausbau zu vermeiden, wird die intelligente Kopplung von Strom- und Gasnetzen untersucht. PtG Anlagen erfüllen hierbei eine Kopplungsfunktion von Strom- und Gasnetzen. Die PtG-Anlagen (Elektrolyse) könnten dabei als Netzbetriebselemente in einem Smart Grid auch direkt vom Netzbetreiber gesteuert werden, und sind daher von besonderer Relevanz [DVGW 2014], [DVGW 2015].

Durch die netzdienliche PtG-Betriebsweise in Korrelation mit lokaler DEA-Einspeisung ergibt sich eine Entlastung der Stromnetze. Der eingesparte Stromnetzausbau hängt sehr stark vom Einsatzkonzept

der PtG und der Netztopologie ab. Nach [DWVG 2014] ist die Kopplung von Strom- und Gasnetzen auf möglichst geringer Spannungsebene am effizientesten. Auch wo PtG in ländlichen MS-Netzen eingesetzt werden, bewirken sie Netzentlastungen – jedoch weniger stark ausgeprägt. Im HS-Netz zeigt sich überdies, dass die in der NS-Ebene platzierten PtG-Anlagen auch die überlagerten Netze bei spannungsebenenübergreifender<sup>44</sup> Netzplanung entlasten können. Ja nach Auslegung kann in verschiedensten Anwendungsfällen ein „systemischer Mehrwert“ erbracht werden. Der höchste Mehrwert der netzdienlichen PtG ergibt sich jedoch, wenn Anlagen möglichst nah an DEA installiert werden [DVGW 2015]. Die Wasserstoffinfrastruktur im H<sub>2</sub>-FCEV-Szenario (siehe Kapitel 6) verspricht insbesondere in Städten geringere Anforderungen an die elektrischen Verteilnetze (anstelle von Strom muss Wasserstoff transportiert werden).

Eine netzseitig optimierte räumliche Verteilung der PtG-Anlagen ist unabdingbar, um deren Systemnutzen zu erschließen. Unter Voraussetzung der stromnetzoptimierten Anlagenverteilung werden PtG-Anlagen in den Nordregionen vermehrt zugeschaltet, da diese in vielen Fällen Ausgangspunkt der Stromüberschüsse sind. Werden bei gleicher installierter PtG-Leistung, aber einer freien Standortwahl Stromüberschüsse im gleichen Umfang gespeichert, so ist ein zusätzlicher Netzausbau für den Transport der anfallenden Stromüberschüsse erforderlich [Jentsch 2014]. Auch [DVGW 2014, 2015] geht von einem zusätzlichen Netzausbau aus, wenn die PtG unvorteilhaft platziert werden. Der potenzielle Bedarf an strombasierten Kraftstoffen geht deutlich über die Menge hinaus, welche sich bei einer Nutzung von nicht anderweitig genutzten EE-Überschüssen ergibt.

Die PtG-Kraftstoffproduktion ist nahezu in allen Anlagengrößen technisch darstellbar sowie skalierbar. Im Gegensatz zu diskreten Netzausbaumaßnahmen kann der Netzaufbau aufgrund der guten Skalierbarkeit der PtG durch bedarfsgerichtete Einzelmaßnahmen effizienter gestaltet werden [DWVG 2015].

### 5.2.3 Deckung des Speicherbedarfs

Um fluktuierende Stromerzeugung aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen in das Energiesystem zu integrieren, werden mittel- bis langfristig neue Stromspeicher benötigt. In den meisten Studien, die den zukünftigen Bedarf an Stromspeichern im Energiesystem Deutschlands untersuchen, wird der Energiespeicherung eine hohe Bedeutung beigemessen. Wie hoch der Speicherbedarf ausfällt, hängt unter anderem von der Entwicklung der Stromnachfrage, der Ausbautintensität der EE, der Flexibilität der Stromerzeugungsanlagen und dem Netzausbau (national und international), etc. ab.

Die chemische Speicherung vom Überschussstrom in Form von Wasserstoff, Methan oder Flüssigkraftstoffen stellt eine Möglichkeit der EE-Integration dar. In den letzten Jahren wurde dazu eine Reihe von Entwicklungs- und Demonstrationsprojekten gestartet (siehe dazu MKS-PtG Studie).

Elektrolyse ist die Kernkomponente von PtG. Wird für die Aufnahme von Überschusskapazitäten aus dem Stromnetz Elektrolyse betrieben, ist eine Zwischenspeicherung des Wasserstoffs nahezu für jede weitere Anwendung erforderlich. Der über PtG erzeugte und zwischengespeicherte Wasserstoff bzw. Methan wird bei Bedarf - neben der direkten stofflichen Nutzung als Kraftstoff im Verkehr - rückverstromt. Erneuerbar erzeugte Energie aus Wind und Sonne wird somit nicht verschwendet.

---

<sup>44</sup> Niederspannung (NS), Mittelspannung (MS), Hochspannung (HS)

Brennstoffzellen ermöglichen eine effiziente und emissionsfreie Umwandlung von Wasserstoff in Strom und Wärme. Diese Technologie kann eine wichtige Rolle bei der Verknüpfung von Systemen zur Kraftstoffversorgung und zur Stromversorgung spielen. Allerdings sind weitere Entwicklungen für den industriellen Einsatz erforderlich. Die Rückverstromung von reinem Wasserstoff in Gasturbinen ist großtechnisch noch nicht möglich. Die Entwicklung stationärer Großgasturbinen für den Betrieb mit wasserstoffreichem Brennstoff wird in mehreren Projekten auf nationaler und europäischer Ebene verfolgt<sup>45</sup>. Einzelne Gasturbinen können bereits mit 10 vol % und neuere Entwicklungen mit bis zu 50 % Wasserstoffanteil im Erdgas betrieben werden [efzn 2013]. In variablen aber geringen Volumenanteilen kann Wasserstoff dem Erdgas beigemischt werden. Synthetisches Methan kann fossilem Erdgas ohne Einschränkungen beigemischt werden. Zur weiteren Verwendung kann die bestehende Erdgasinfrastruktur genutzt werden. Die Errichtung eines separaten Wasserstoffleitungsnetzes kann in Erwägung gezogen werden. PtG ermöglicht zeitliche bzw. räumliche Entkopplung der Strom- bzw. Wasserstofferzeugung vom Verbrauch. Somit ergibt sich durch die Kopplung der Energienetze für Strom und Gas eine vielversprechende neue Lösungsoption für die Langzeitspeicherung im nationalen Maßstab [e-mobil BW 2013].

Speicher können einerseits kurzfristige Schwankungen in der Stromerzeugung dämpfen und den Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage unterstützen. Andererseits müssen Speicher langfristig in der Lage sein, zu Zeiten hohen Angebots Energie in großer Menge und über längere Zeiträume zu speichern und diese bei Bedarf wieder abzugeben. Energiespeicherkapazitäten in Form von PtG bieten die Perspektive eines Langzeitspeichers (Wochen, Monate); kurzfristigere Speicherung ist ebenfalls möglich. Langfristig besitzt ausschließlich die chemische Energiespeicherung in Form von Wasserstoff oder Methan aufgrund ihrer hohen Speicherkapazität genügend Potenzial, um die erforderlichen Energiespeichermengen bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien im Netz verfügbar zu machen.

Das europäische Förderprojekt HyUnder hat die Potenziale und mögliche Geschäftsfälle für die Speicherung von Wasserstoff in Salzkavernen für Deutschland untersucht. Stromspeicherbedarf wurde in Wasserstoffspeicherbedarf umgerechnet. Aus einem Stromspeicherbedarf von 15 – 75 TWh/a (Leitstudie) lässt sich bis 2050 ein Wasserstoffspeicherbedarf von etwa 300 – 1.600 kt/a ableiten, und dies alleine um Überschussstrom zu speichern. Demgegenüber steht ein potenzieller Bedarf von Wasserstoff als Kraftstoff von ca. 1.700 kt/a für die Nutzung in Brennstoffzellenfahrzeugen (bei 50 % Marktdurchdringung im Jahr 2050) und eine weitere potenzielle Nachfrage für die Nutzung im Erdgasnetz von ca. 1.200 kt/a [HyUnder 2014]. Auch die Industrie könnte in Zukunft heute fossil hergestellten Wasserstoff durch EE-Wasserstoff substituieren.

Das H<sub>2</sub>-FCEV-Szenario in Kapitel 6 stellt dem System besonders hohes Flexibilitätspotenzial zur Verfügung – durch den Einsatz von PtG kann der Speicherbedarf aus dem Stromsektor reduziert werden (vgl. Tabelle 22). Andererseits sind hierfür der Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur sowie erhöhte EE-Leistungen erforderlich. Im Verteilnetz sollten Speicher ein Element im Baukasten der Netzbetreiber werden. Auf der Niederspannungsebene des Verteilnetzes können netzdienlich

---

<sup>45</sup> <http://kraftwerkforschung.info/wasserstoff-gasturbinen/>

eingesetzte Speicher Netzausbau vermeiden bzw. verzögern [AGORA 2014], [DVGW 2015]. Ein Langzeitspeicherbedarf besteht erst bei sehr hohem EE-Anteil oder bei deutlich verzögertem Netzausbau.

#### **5.2.4 Bereitstellung von gesicherter Leistung**

Weiterhin soll hier auf die Möglichkeit der Bereitstellung von gesicherter Leistung für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit durch PtG-Anlagen (ergänzt um Rückverstromung) hingewiesen werden. Stromspeicher können konventionelle Kraftwerke ersetzen und zur gesicherten Leistung beitragen.

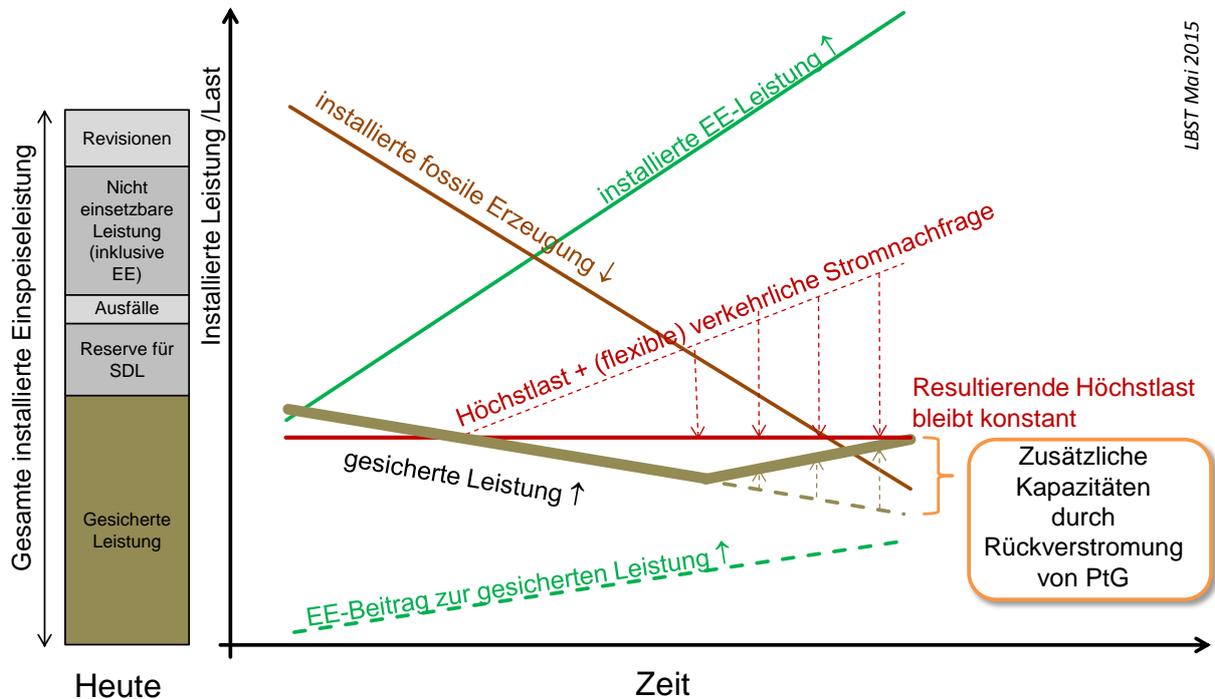
PtG-Anlagen zur Kraftstoffproduktion könnten einen Teil des EE-Wasserstoffs bzw. EE-Methans für die Bereitstellung von heute noch ausreichend vorhandener, künftig aber defizitärer gesicherter Leistung verwenden (vgl. Abschnitte 4.1.3 und 4.2.3). Die hierfür vorzuhaltenden Energiemengen sind im Vergleich zu den Kraftstoffmengen gering, ermöglichen jedoch eine sichere Stromversorgung auch bei sehr hohen Anteilen an fluktuierenden Erneuerbaren Energien im System [DLR et al. 2014a]. Durch diese Verknüpfung des Strom- und Verkehrssystems, kann die Notwendigkeit der Vorhaltung von fossilen Kraftwerken zur Bereitstellung der gesicherten Leistung reduziert bzw. vermieden werden.

Anhand der nachfolgenden Abbildung 24 wird dieser Zusammenhang schematisch dargestellt. Die verfügbare gesicherte Leistung wird mit der maximalen Last verglichen. Unter den oben dargestellten Entwicklungen (Kapitel 4) und ohne zusätzliche Kapazitäten (Maßnahmen) wird die abzudeckende maximale Last höher als die verfügbare gesicherte Leistung sein. Die installierte Leistung der konventionellen Stromerzeugungsanlagen nimmt im Laufe der Zeit ab, wenn nicht zusätzlich neue Anlagen gebaut werden. Demgegenüber ist ein starker Zuwachs bei der EE-Stromerzeugung zu erwarten. Es bleibt jedoch zu beachten, dass bei volatiler Erzeugung wie bei PV- oder Windkraftanlagen, die gesicherte Leistung nur einen kleinen Teil (unter 5 %) der installierten Leistung darstellt und nicht ausreichen wird, um die Höchstlastabdeckung sicherzustellen. Die zusätzliche Stromnachfrage aus dem Verkehrssektor (Abbildung 24, rote Linie) generiert in einem ersten Schritt eine Lasterhöhung. Dem wird zunächst durch Flexibilisierungsmaßnahmen (DSM, DR) von Elektrofahrzeugen sowie PtG entgegen gewirkt. Man nimmt an, dass die maximale zeitliche Flexibilität der Verkehrsnachfrage tatsächlich genutzt werden kann und die maximale Verbraucherlast auch zukünftig in etwa dem heutigen Niveau entsprechen wird. Trotzdem verbleibt ein Bedarf an zusätzlichen Kapazitäten, die gedeckt werden müssen. Eine mögliche Option diesen Bedarf zu decken und die gesicherte Leistung zu erhöhen, stellt die Nutzung von elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff oder synthetischem Methan in Verbindung mit einer Rückverstromungseinheit dar (z.B. eine Gasturbine<sup>46</sup>).

---

<sup>46</sup> „Gaskraftwerke sind die prädestinierten Partner der erneuerbaren Energien für die künftige Stromversorgung in Deutschland. ... Soll die Stromerzeugung zu 100 % aus erneuerbaren Energien erfolgen, könnte ihnen mittel- und langfristig die Infrastruktur zur Erzeugung von synthetischem Methan (EE-Methan) zur Seite gestellt werden. ... [Arrhenius 2011, S. 7].“

Sollte sich herausstellen, dass Lastverschiebungspotenziale der verkehrlichen Nachfrage geringer ausfallen, kann sich der Bedarf an zusätzlichen Kapazitäten für die Bereitstellung gesicherter Leistung weiter erhöhen. Auch dieser könnte durch PtG (ergänzt um Rückverstromung) gedeckt werden.



**Abbildung 24: Entwicklung der installierten und der gesicherten Leistung sowie der Last im Zeitablauf unter der Berücksichtigung verkehrlicher Stromnachfrage (schematische Darstellung)**

### 5.2.5 Bereitstellung von Systemdienstleistungen (SDL)

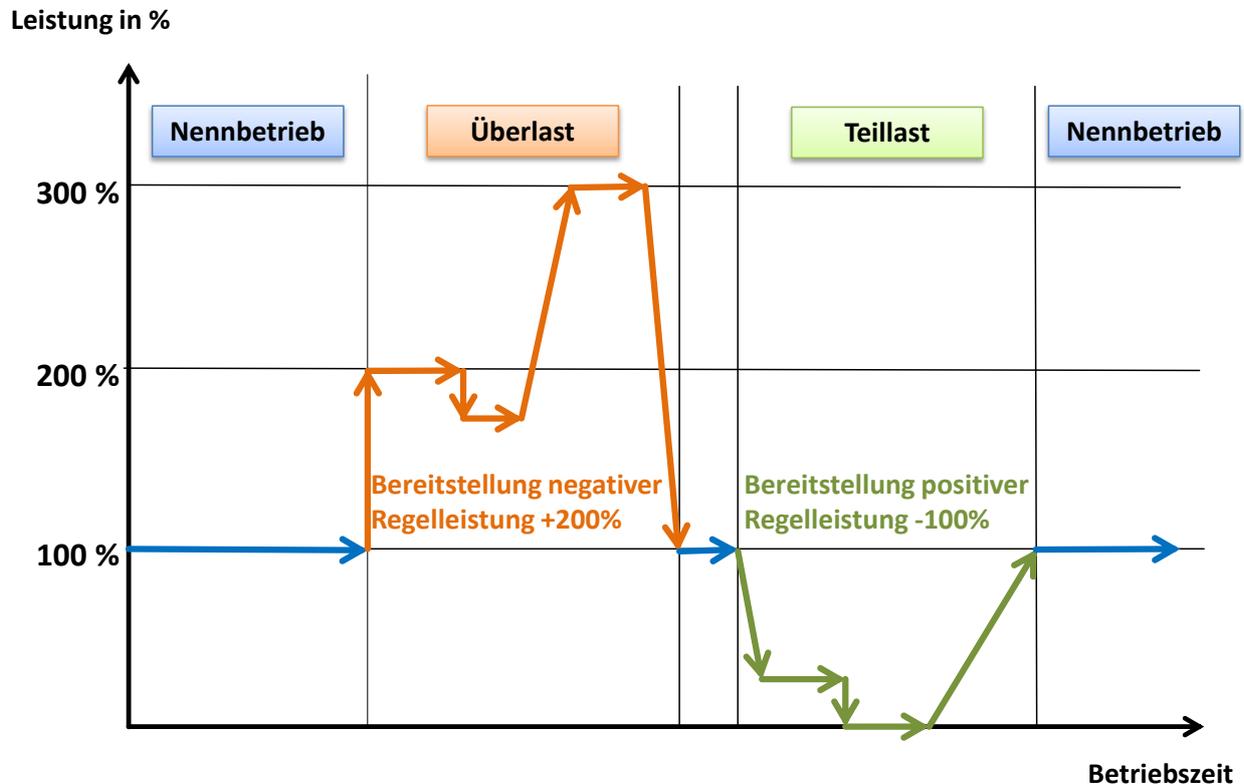
Neben der Rückspeisung von großen Energiemengen sowie der Bereitstellung gesicherter Leistung können PTG – Systeme (mit Speicher) für die Bereitstellung von Regelleistung systemunterstützend eingesetzt werden.

Mit der Produktion von Wasserstoff via Elektrolyse für z.B. FCEV können, je nach Betriebsstrategie des Elektrolyseurs, folgende Produkte im Regelleistungsmarkt angeboten werden:

- negative Regelleistung durch Aufnahme von Stromspitzen,
- positive Regelleistung durch Herunterfahren der Elektrolyse (Lastabsenkung),
- positive Regelleistung durch Rückverstromung.

Nach aktuellem Stand der Technik können Elektrolyseure dynamisch betrieben werden und verschiedene Regelleistungen anbieten. Insbesondere die PEM-Elektrolyse der neuen Generation scheint für den Einsatz als Primär- und Sekundärregelleistungsanbieter geeignet zu sein. Nach [Tremel 2014] sind die PEM-Elektrolyseure durch einen Kaltstart von ca. 10 Minuten, Stand-By-Start von weniger als 10 Sekunden und eine volle Dynamik im Überlastbetrieb zwischen 100 % - 300 % der Nominalleistung charakterisiert. Damit könnte mit der PEM-Elektrolyse sowohl negative Regelleistung

(durch einen außerplanmäßigen Betrieb in Überlast) als auch positive Regelleistung (durch Abschalten der Elektrolyse im Vergleich zum planmäßigen Betrieb) angeboten werden (vgl. Abbildung 25).



**Abbildung 25: Beispiel für einen netzdienlichen Elektrolysebetrieb zur Erbringung von positiver und negativer Regelleistung (LBST nach [Tremel 2014])**

Nach erfolgreicher Präqualifikation nimmt die weltweit größte 6,3 MW PtG-Anlage im niedersächsischen Werlte seit Juli 2015 als Teil eines virtuellen Kraftwerkes am deutschen Sekundärregelleistungsmarkt teil. Im virtuellen Kraftwerk werden mehrere kleine Erzeugungsanlagen und große flexible Stromverbraucher miteinander verbunden. Das virtuelle Kraftwerk wird abhängig vom Bedarf im Stromnetz zentral gesteuert und geregelt [SWM 2015].

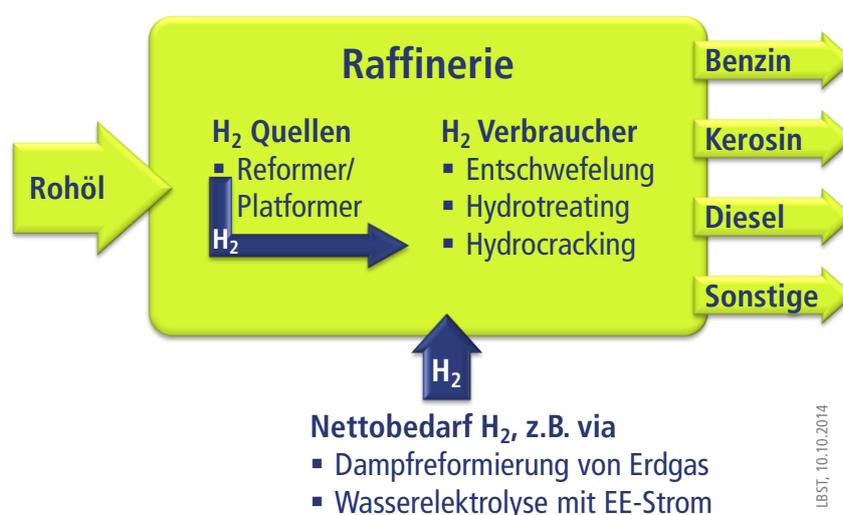
Sowohl im Regelleistungsmarkt als auch bei der Bereitstellung von anderen Systemdienstleistungen bietet PtG mehrere Optionen. Zur alternativen Bereitstellung der Momentanreserve (vergleichbar mit der Schwungmasse rotierender Maschinen am Netz) ist der Einsatz von einer Kombination aus entsprechend programmierten Umrichtern mit Speichern denkbar. Da Elektrolyseure über leistungselektronische Komponenten an das elektrische Netz gekoppelt sind, können diese zusätzlich zur Wirkleistung Blindleistung bereitstellen oder beziehen. Die Spannungsqualität und damit die Spannungshaltung korreliert mit dem Blindleistungshaushalt im Netz. Um Blindleistungsbedarf zu decken, sind die Netzbetreiber auf das Angebot im eigenen Netzbereich angewiesen. Einen Beitrag zur Kurzschlussleistung (Überlastfähigkeit) an das elektrische Netz zu liefern, scheint technisch auch

möglich zu sein. PtG-Anlagen (Elektrolyse<sup>47</sup>) können flexibel betrieben und so im Nachfragemanagement genutzt werden. Mögliches Potenzial für PTG ist im korrektiven Redispatch vorhanden, da sie flexibel ein- und ausspeichern bzw. Leistung aufnehmen oder abgeben können [dena 2014], [Brantl 2015], [efzn 2013], [Agora 2014].

### 5.2.6 Wasserstoff in Raffinerien

Wasserstoff wird heute bereits in großen Mengen als Rohstoff in verfahrenstechnischen Prozessen eingesetzt. Den höchsten Bedarf haben aktuell Raffinerien der Erdölindustrie (Wasserstoffbedarf 2010: ca. 9,6 Mrd. Nm<sup>3</sup>) sowie die chemische Industrie bei der Ammoniakherstellung (Wasserstoffbedarf 2010: 6,2 - 7,5 Mrd. Nm<sup>3</sup>) und Methanolherstellung (Wasserstoffbedarf 2010: 3,5 Mrd. Nm<sup>3</sup>) [DLR et al. 2015]. Stand in der vorliegenden Studie bislang die Verwendung von Wasserstoff als Kraftstoff sowie als Rohstoff in PtX-Anlagen zur Kraftstofferzeugung im Fokus, so soll dieses Unterkapitel die indirekte Nutzung von Wasserstoff für Kraftstoffe aus konventionellen Raffinerien beleuchten.

Die EU Kraftstoffqualitätsrichtlinie (FQD, 2009/30/EG) schreibt in Artikel 7(a) für das Jahr 2020 eine mindestens 6 %-ige THG-Minderung der Raffinerieprodukte für den Straßenverkehr und Binnenschiffe gegenüber dem Basisjahr 2010 vor. Die FQD wurde im Rahmen des Bundesimmissionsschutz-Gesetzes (BImSchG) in deutsches Recht überführt. Das BImSchG, flankiert durch mehrere nachgeordnete Durchführungsverordnungen (BImSchV), erfordert nach §37a Absatz 3a Treibhausgasemissionsreduktionen in der Bereitstellung und Nutzung von Otto- und Dieseldieselkraftstoff in Höhe von 3,5 % ab dem Jahr 2015, 4 % ab 2017 und 6 % ab 2020. Die Erfüllung dieser Verpflichtung ist bislang begrenzt auf Biokraftstoffe. Minderungsmaßnahmen in der Raffinerie sind derzeit nicht anrechenbar. Durch eine Verordnungsermächtigung (BImSchG Dritter Teil, zweiter Abschnitt, §37d, Absatz 2) sind die Voraussetzungen geschaffen, um mittels Verordnungsermächtigung weitere erneuerbare Kraftstoffe und Maßnahmen anrechenbar zu gestalten.



**Abbildung 26: Einsatz von Wasserstoff aus internen sowie externen Quellen in Erdölraffinerien**

<sup>47</sup> Methanisierungsanlagen sind etwas träger. Es werden entsprechende Pufferspeicher eingesetzt.

Die Abbildung 26 zeigt, dass der Wasserstoffbedarf in Raffinerien heute typischerweise zum einen aus internen Raffinerie-Koprodukten (Reformer/Platformer) gedeckt wird. Die internen anfallenden Wasserstoffmengen reichen hierfür jedoch nicht aus. Der verbleibende Netto-Wasserstoffbedarf muss daher durch dezidierte Wasserstoffproduktion gedeckt werden. Dies geschieht heute üblicherweise via Reformierung von fossilem Erdgas. Durch den Einsatz von regenerativ erzeugtem Wasserstoff als Prozessinput zur Deckung des Netto-Wasserstoffbedarfs könnten bereits kurzfristig die THG-Emissionen in der Raffinerie und damit auch die THG-Emissionen der mineralölbasierten Kraftstoffe reduziert werden [LBST 2016].

Nach LBST-Raffineriemodell beträgt der Wasserstoff-Nettoverbrauch für die Herstellung von Kraftstoffen für den Straßenverkehr in Deutschland etwa 0,4-1 % des Energieinhalts. Die genaue Menge hängt von der Rohölqualität, Raffinerieprozess und dem Produktmix ab. Bei Einsatz von PtG-Wasserstoff aus erneuerbarem Strom in Raffinerien in Deutschland ergibt sich daraus ein technisches Potenzial zur Reduktion von Treibhausgasemissionen von 0,7-1,9 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalent pro Jahr. Eine weitgehende Deckung des raffinerietechnischen Wasserstoffbedarfs mittels erneuerbarem PtG-Wasserstoff entspricht bei heutigem Stand der Raffinerieprozesse einem Strombedarf von bis zu etwa 6 TWh jährlich.

Perspektivisch steigt der Wasserstoffbedarf in Raffinerien wegen der zunehmend schlechteren Rohölqualität (insbesondere Schwefelgehalt) und sich ändernden Nachfrage (z.B. sinkende Schwerölnachfrage von Schiffen aufgrund steigender Umweltauflagen). Zusätzliche Prozesse zur Umsetzung der schweren Raffineriefractionen (Schweröl, Vakuumrückstand) zu Benzin und Diesel lassen den Wasserstoffbedarf in Erdölraffinerien nach LBST-Raffineriemodell typischerweise auf 2-5 % des Energiegehalts der gesamten Raffinerieprodukte ansteigen.

Der großtechnische Einsatz von Elektrolysekapazitäten in Raffinerien würde für die Kommerzialisierung von PtG-Wasserstoff als Schlüsselkomponente aller PtX-Pfade einen großen Schritt bedeuten. Laut Power-to-Gas-Datenbank der LBST waren Anfang 2014 etwa 15 MW<sub>el,in</sub> an Elektrolyseleistung in diversen Power-to-Gas Projekten in Deutschland installiert. Würde der Wasserstoffnettobedarf von 0,4-1 % des Energieinhalts des aktuellen deutschen Kraftstoffverbrauchs im Verkehr durch Elektrolyse gedeckt werden (technisches Potenzial), so entspräche das einer installierten Elektrolyseleistung von 1.500-3.700 MW<sub>el,in</sub>. Bei einer Kostenlernkurve von -13 % je Verdopplung der ausgebrachten Elektrolyseurkapazität<sup>48</sup>, wären alleine durch den Elektrolyseeinsatz von 1.500 MW<sub>el,in</sub> in Raffinerien bereits eine Kostenreduktion um 60 % vorstellbar<sup>49</sup>. Die anfänglich höheren, spezifischen Elektrolysekosten würden zudem – entsprechend dem Verursacherprinzip – durch den Verkauf fossiler Kraftstoffe refinanziert. Für weitere Diskussionen zur Kostendegression und Wirtschaftlichkeit im Zusammenhang mit Power-to-Gas, siehe Kapitel 5.2.7.

---

<sup>48</sup> Progress Ratio von 0,87 (= Lernrate von 13 %) nach [Sternier 2014]. Zum Vergleich: Bei Photovoltaik (ebenfalls eine Flächentechnologie) wurden Lernraten von 20 % empirisch belegt.

<sup>49</sup> LBST-Berechnung; keine Differenzierung zwischen PEM und alkalischer Elektrolyse; konservativer Ansatz da weitere mögliche Elektrolyseurmärkte nicht berücksichtigt sind, wie z.B. H<sub>2</sub>-Kraftstoffproduktion für Brennstoffzellenfahrzeuge oder zur Methanisierung.

### 5.2.7 Aussagen zur Wirtschaftlichkeit

Generell ist es denkbar, PtG nicht nur im Verkehrsmarkt (Kraftstoffe für die Mobilität), sondern auch im Strom- (Bereitstellung von Systemdienstleistungen, Lastmanagement, Energiespeicher), Wärme- (Erdgassubstitution durch EE-Wasserstoff oder EE-Methan, Abwärme als Nebenprodukt der Elektrolyse) sowie im Gasmarkt oder in der Industrie einzusetzen. Die durch diese Synergieeffekte zusätzlich zu generierenden Erlöse können die Wirtschaftlichkeit je nach Nutzungsart, Auslastung und Dimensionierung deutlich verbessern und neue Geschäftsfelder eröffnen. Zugleich ist festzuhalten, dass sich derzeit der Einsatz der Power-to-Gas-Technologie betriebswirtschaftlich nicht lohnt.

Alle genannten Märkte ergeben eine große Bandbreite der möglichen Bedarfe, die von vielen Faktoren wie Ressourcenverfügbarkeit, Rohstoffpreise oder Entwicklungen in deutschen ggf. europäischen Energiemärkten sowie gesetzlichen Rahmenbedingungen abhängig sind. Diese Entwicklungen sind aus heutiger Sicht nur schwer abschätzbar. Die PtG- Teilnahme an den anderen Märkten als ergänzendes Geschäftsmodell kann einen Beitrag zur Rentabilität des Gesamtsystems liefern und die Wirtschaftlichkeit erhöhen. Falls sich diese Märkte auch nur zu einem kleinen Anteil der prognostizierten Marktanteile entwickeln, kann die PtG mit seiner Schlüsselkomponente – der Elektrolyse – in die Kostendegression gehen.

Im Gegensatz zu Investitionen in primär für SDL vorgesehene Systeme, ergeben sich für die Nutzung der zur Kraftstoffherstellung installierten Anlagen bessere wirtschaftliche Möglichkeiten, da die Finanzierung hier zu einem hohen Teil bereits durch die Erstnutzung gedeckt werden kann. Gerade für einen hohen Bedarf an Wasserstoff durch den Automobilsektor kann das PtG-System mindestens im Teillastbetrieb gefahren werden und eine bestimmte Laststundenzahl erreichen, wohingegen ein Überschuss an Wasserstoff aufgrund der Aufnahme von Lastspitzen im Stromnetz im Volllast- oder Überlastbetrieb erfolgen kann [DLR et al. 2015].

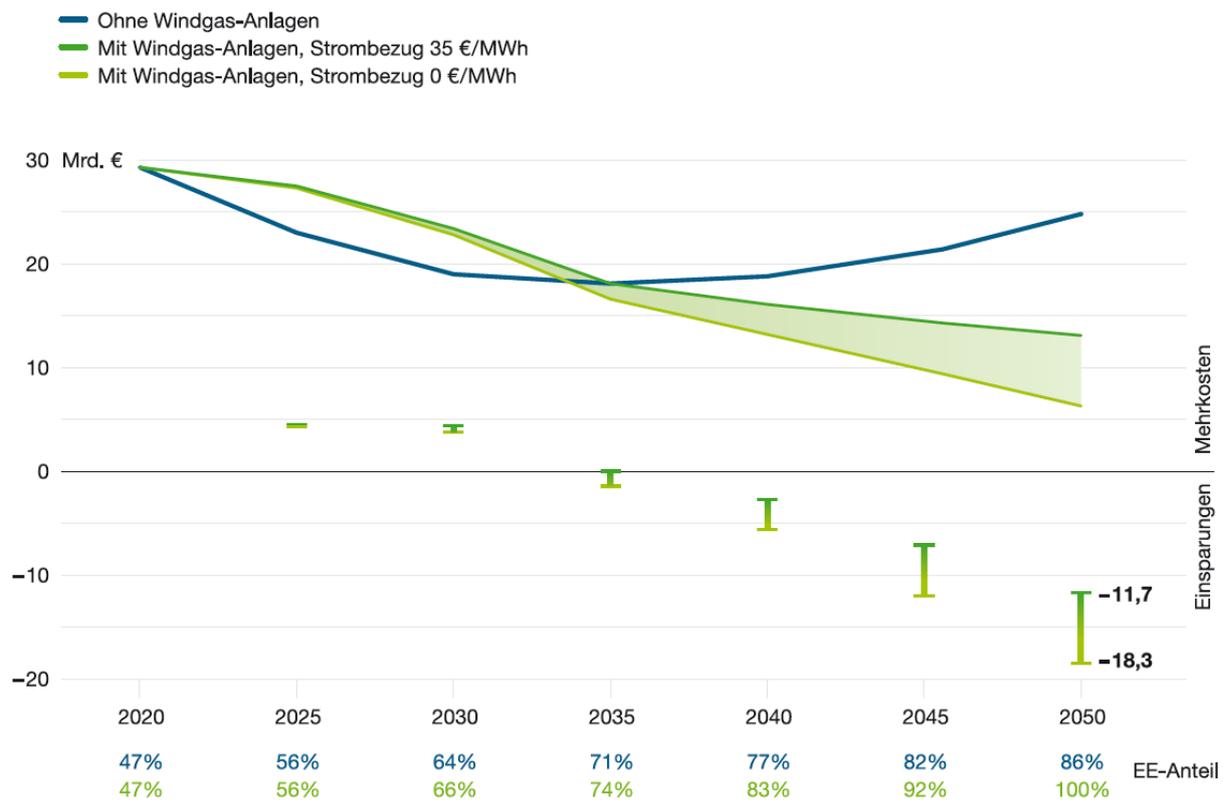
Fraunhofer ISI hat die Vermarktung der flexiblen Elektrolyse als steuerbare Last am Regelenergiemarkt analysiert und den potenziellen Einfluss der Regelenergievermarktung für PtG bewertet. Es zeigte sich, dass die Teilnahme am Regelenergiemarkt lukrativ ist und unter bestimmten Annahmen die Möglichkeit bietet, PtG-Anlagen wirtschaftlich zu betreiben. Im Modell konnte eine Reduzierung der Gesteungskosten für Methan um bis zu 74 % auf 46 €/MWh und für Wasserstoff um bis zu 81 % auf 25 €/MWh gegenüber PtG-Anlagen ohne Regelenergievermarktung erreicht werden [ISI 2013].

Aus der ökonomischen Perspektive wird die Wirtschaftlichkeit von PtG auf der einen Seite durch die Strombeschaffungskosten und auf der anderen Seite durch die am Markt erzielbaren Erlöse beeinflusst. Die Einsatzcharakteristika der Elektrolyseanlagen, vor allem die Volllaststunden, spielen eine große Rolle für die Wirtschaftlichkeit der PtG-Anlagen. Nach [DLR et al. 2015] haben die Kosten des Speichers einen vergleichsweise geringen Einfluss auf den Gesamtwert der PtG-Anlage. Aus diesem Grund ist eine eventuelle Überdimensionierung des Speichers sinnvoll, da dadurch deutlich mehr Flexibilität zu relativ geringen Kosten erreicht werden kann. Für die Methanisierung müssen auch die Kosten und die Verfügbarkeit von Kohlendioxid miteinbezogen werden.

Ein zusätzlicher Nutzen ergibt sich aus der Vermarktung des bei der Wasserelektrolyse entstehenden Sauerstoffs. Der Sauerstoff kann sowohl direkt an Endverbraucher (Labore, Medizin, Tauchen)

verkauft werden, wobei mit zunehmender O<sub>2</sub>-Verfügbarkeit von sinkenden Erlösen ausgegangen werden kann, als auch in der Brennstoffzelle zur Effizienzsteigerung (+10 %) genutzt werden [DLR et al. 2015]. Durch die Abwärmenutzung des Elektrolyseurs sowie eine optimierte Fahrweise kann der Nutzungsgrad von PtG-Anlagen bis auf 86 % erhöht werden. Erste Erfahrungen, Strom-, Gas- und Wärmeversorgung effizient miteinander zu verbinden, werden im Ibbenbüren mit einer 150 kW-Anlage gesammelt [Köpke 2015]. Die aktuelle DVGW-Studie zeigt, dass der netzdienliche PtG-Einsatz durchaus sowohl technische als auch wirtschaftliche Vorteile erzielen kann [DVGW 2014]. Die Kopplung von Strom- und Gasnetzen auf der Niederspannungsebene bringt große Einsparungen von Stromnetzausbaumaßnahmen (60 % Kostenreduktion gegenüber dem konventionellen Netzausbau). Eine signifikante Kostendegression bei den PtG-Anlagen ist allerdings dafür erforderlich.

In [Greenpeace 2015] werden die langfristigen Kostenvorteile des Stromsystems mit Windgas aufgezeigt. Unter Windgas wird hier der per Elektrolyse erzeugte Wasserstoff verstanden, der in einem weiteren Schritt zum synthetischen Methan gewandelt werden kann. Nach den Studienergebnissen wird das Stromsystem durch den Ausbau von PtG-Anlagen zur Stromspeicherung zunächst teurer. Ab 2035 kommen im Szenario ohne PtG-Anlagen jedoch erhebliche zusätzliche Kosten für die vergüteten Abregelungen der Überschussmengen hinzu. Um die Versorgungssicherheit zu garantieren, werden fossile Erdgaskraftwerke eingesetzt. Der weitere Ausbau von PtG führt in einem ersten Schritt zu höheren Investitionen. Diese werden jedoch durch das Ersetzen von Erdgas und die Nutzung der Überschussenergie ausgeglichen, die ansonsten verloren ginge. Die Studie kommt zum Ergebnis, dass ein Stromsystem ab einem EE-Anteil von rund 70 % mit PtG als Speicher kostengünstiger sei als eines ohne PtG. Bereits ab dem Jahr 2040, so ergeben die Berechnungen, liegt die jährliche Ersparnis zwischen 2 und 6 Mrd. € und steigt bis zum Jahr 2050 auf knapp 12 bis 18 Mrd. € an.



**Abbildung 27: Entwicklung der Stromsystemkosten mit und ohne Windgas [Greenpeace 2015]**

### Kostendegression der Elektrolyse

Die zentrale Komponente bei der Produktion von PtG ist die Elektrolyse. Die Investitionskosten für die Elektrolyse stellen einen wichtigen Faktor für die Wirtschaftlichkeit der gesamten PtG-Anlage dar.

Aktuell werden Preise von Elektrolyseuren kunden- und projektspezifisch angeboten (meist Kleinserie oder Einzelanfertigung). Der internationale Elektrolyseurmarkt ist sehr klein, weltweit werden jährlich Kapazitäten von 10 bis 20 MW verkauft. Die spezifischen Investitionskosten der alkalischen Systeme liegen je nach Anlagengröße zwischen ca. 1.100 €/kW bei größeren und bis 6.000 €/kW bei kleineren Druckelektrolyseuren [NOW 2011]. PEM-Elektrolyseure weisen aktuell höhere Investitionskosten auf als alkalische Elektrolyseure. Es existieren wenige Preisinformationen; die ermittelte Preisspanne geht von 2.000 bis über 6.000 €/kW.

Die Zielkosten für 2020/2030 belaufen sich auf rund 370-800 €/kW für alkalische Elektrolyseure über 2 MW Leistung, sowie 250 bis 1.270 €/kW für PEM-Systeme [Bertuccioli 2014], [DVGW 2014], [dena 2013]. Für diese angestrebten Preissenkungen sind sowohl ein technologischer Fortschritt als auch eine Serienfertigung der Elektrolyseanlagen erforderlich. Bei Anlagen, die in größeren Stückzahlen gefertigt werden, kann bei zunehmender Stückzahl von einer Kostendegression ausgegangen werden. Sowohl der alkalischen als auch zunehmend der PEM-Elektrolyse werden zeitnah gute Entwicklungsperspektiven eingeräumt, während die Hochtemperaturolektrolyse eher als längerfristiges Forschungs- und Entwicklungsthema betrachtet wird [e-mobil BW et al. 2013].

Eine Kostenreduktion wäre aufgrund der Zahl an installierten Anlagen wie auch aufgrund steigender Anlagengröße denkbar. Wasserstoff-Tankstellen müssen in relativ großer Stückzahl gebaut werden, um eine flächendeckende Versorgung mit Wasserstoff zu gewährleisten. Das gleiche gilt für Elektrolyseure, die an der Tankstelle aufgestellt werden können. Bei „Volumentechnologien“ wie Dampfturbinenkraftwerke, Gasturbinen aber auch LH<sub>2</sub>-Tanks, H<sub>2</sub>-Verflüssigungsanlagen sowie H<sub>2</sub>-Erzeugungsanlagen sinken die Kosten mit dem Tankvolumen bzw. der Anlagengröße.

## Regulierung

Der Einfluss der Regulierung auf den wirtschaftlichen Betrieb von PtG-Anlagen ist erheblich. Dies trifft sowohl auf die zentralen Anlagen als auch auf dezentrale on-site-Erzeugung zu. Die ersten regulatorischen Rahmenbedingungen für PtG wurden durch die Neuerungen im EnWG 2011 und im EEG 2012 geschaffen. Eine Kostensenkung von PtG kann z.B. durch die Einstufung als Nicht-Letztverbraucher erreicht werden [dena 2013]. Bei einer zusätzlichen Entlohnung für das Lastmanagement (z.B. durch entsprechende Marktmechanismen) oder einer Reduktion der Stromkosten (z.B. durch dynamische Umlagen, Befreiung von den Netznutzungsentgelten) kann sich die Wirtschaftlichkeit von PtG-Anlagen verbessern.

Die regulatorische Unsicherheit erhöht auch das Investitionsrisiko und hemmt tendenziell Investitionen in neue Anlagen. Aus Sicht von verschiedenen Marktakteuren ist eine höhere Planungssicherheit dringend erforderlich [Drake et al. 2013].

## 5.3 Fazit

Die neuen **Stromnachfrager aus dem Verkehrssektor** stellen einerseits eine Herausforderung für die weitere Entwicklung des Stromsystems dar, andererseits eröffnen sich in zunehmendem Umfang auch Möglichkeiten und Notwendigkeiten, das gesamte Energiesystem durch eine geeignete Verzahnung von Erzeugung und Verbrauch zu optimieren. Die EE-Kraftstoffproduktion und Elektromobilität können zur Netzentlastung und Nutzungsgraderhöhung beitragen, sowie Netzsystemdienstleistungen mittel- bis langfristig, zentral und dezentral ermöglichen.

Eine zukünftig starke Durchdringung mit **Batterie- und Oberleitungsfahrzeugen** verursacht aufgrund der hohen Antriebseffizienz nur eine mäßige Erhöhung der jährlichen Stromnachfrage in Deutschland.<sup>50</sup> Die zusätzliche Nachfrage ist aber nicht gleichmäßig verteilt und kann ohne weitere Maßnahmen sowohl zu zeitlichen als auch zu örtlichen Überlastungen im Stromsystem führen. Auf der anderen Seite können Elektrofahrzeuge jedoch auch in gewissem Umfang auf Fluktuationen der erneuerbaren Energieerzeugung reagieren und einen Beitrag zu einer sicheren und wirtschaftlichen Stromversorgung leisten.

Etwa die Hälfte des Strombedarfs von BEV/O-Fahrzeugen wird voraussichtlich durch Normalladung an häuslichen Stromanschlüssen aufgenommen werden. Hier besteht aus technischer Sicht große Flexibilität hinsichtlich einer netzdienlichen Anpassung der Ladeprofile. Entscheidend für deren

---

<sup>50</sup> Im Szenario „BEV/O“ dieser Studie (siehe Kapitel 6) entspricht der zusätzliche Strombedarf durch batterieelektrische und oberleitungsbetriebene Fahrzeuge etwa 24 % des heutigen deutschen Strombedarfs aller Sektoren.

Nutzung dürften zum einen die finanziellen Anreize für die Verbraucher zum gesteuerten Laden sein, zum zweiten die Preissensibilität der Verbraucher<sup>51</sup> und zum dritten der Umsetzungskomfort des gesteuerten Ladens aus Verbraucherperspektive – hierzu sind weitere Produktinnovationen notwendig, die eine (wenn auch nur gefühlte) Einschränkung persönlicher Mobilitäts Optionen minimieren<sup>52</sup>. Generell ist es für die Wirtschaftlichkeit des gesteuerten Ladens entscheidend, dass Preissignale der Strommärkte auch bei den Letztverbrauchern ankommen, was beispielsweise durch variable Umlagen begünstigt werden kann.

Im Zuge der Energiewende wird perspektivisch mit einem steigenden Bedarf an Systemdienstleistungen gerechnet. BEV/O-Fahrzeuge könnten relevant zu dessen Deckung beitragen, insbesondere durch Bereitstellung von Regelleistung und Blindleistung. Vor allem bei negativer Regelleistung sind aus heutiger Sicht attraktive Geschäftsmodelle denkbar. Die technischen und regulatorischen Voraussetzungen zur Regelleistungserbringung sind allerdings heute noch nicht vollständig gegeben. Für die Blindleistungserbringung durch Ladestationen wiederum sind die technischen Hürden verhältnismäßig gering; es fehlt bislang an einem Umsetzungsmechanismus, sei es in Form einer Vergütung oder im Rahmen von Technischen Anschlussbedingungen/-regeln (Grid Codes).

Die weitere **Verlagerung** von Teilen des Güter- und Personenverkehrs von der Straße auf die Schiene birgt besonders hohe Potenziale zur CO<sub>2</sub>-Vermeidung, wenn der Bahnstrom aus erneuerbaren Energien erzeugt wird. Vom Standpunkt der EE-Integration ist die Versorgung des Schienenverkehrs mit fluktuierendem EE-Strom allerdings auch besonders anspruchsvoll und erfordert voraussichtlich zusätzliche Investitionen in Betriebsmittel (Stromspeicher bzw. Kuppelstellen zum öffentlichen Stromnetz).

**Strombasierte Gaskraftstoffe** (Power-to-Gas – PtG) sind eine vielseitige Technologie, die sektorenübergreifend und systemunterstützend eingesetzt werden kann. Die PtG-Nutzung in der Mobilität erfordert den Aufbau einer neuen Wasserstoff-Tankstelleninfrastruktur bzw. eine Anpassung der bestehenden Methan-Tankstelleninfrastruktur. Der PtG-Verteilinfrastruktur kommt eine große Bedeutung zu, da mit deren Hilfe die Kraftstoffe nicht nur vom Herstellungsort zu den Abnehmern transportiert werden, sondern die Verteilinfrastruktur auch die Speicherfunktion für die zeitliche bzw. räumliche Entkopplung der Kraftstoffherstellung und der Nutzung übernehmen kann. Sowohl in zentralen als auch in dezentralen Infrastrukturkonzepten ist ein synergetischer Nutzen durch die Kombination von PtG als Stromspeicher und PtG als Kraftstoff möglich.

Die PtG-Kraftstoffproduktion ist nahezu in allen Anlagengrößen technisch darstellbar sowie skalierbar. Strombasierte Kraftstoffe können im Stundenbereich oder auch als Tages- und Langzeitspeicher für Strom eingesetzt werden. Bei entsprechender Ausgestaltung der Kraftstoffbereitstellungskette, von der Stromnetzentnahme bis zur Abgabe in den Fahrzeugtank, lässt sich die Stromnachfrage aus dem

---

<sup>51</sup> Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die Gesamtkosten von Elektrofahrzeugen aus Verbrauchersicht mittelfristig stark vom Anschaffungspreis bestimmt sein dürften.

<sup>52</sup> Dies können beispielsweise einfache Schnittstellen zur Vorabeingabe von Mobilitätsbedürfnissen sein oder „Mobilitätsgarantien“ für den Verbraucher durch den Anbieter der gesteuerten Ladefunktionen.

Mobilitätssektor für mehrere Tage und Wochen weitgehend vom Stromsektor entkoppeln. Eine relevante und planbare Lastverschiebung zur Entschärfung von länger andauernden Extremsituationen (z.B. "dunkle Flaute") ist damit gegeben.

PtG und PtL können dadurch beitragen, Stromnetze zu entlasten, deren Auslastung zu erhöhen, sowie den effizienten Ausbau erneuerbarer Energien zu erleichtern. Auf der Niederspannungsebene des Verteilnetzes können netzdienlich eingesetzte Speicher Netzausbau vermeiden bzw. verzögern. Ein Langzeitspeicherbedarf besteht erst bei sehr hohem EE-Anteil oder bei deutlich verzögertem Netzausbau. Stromspeicher (ergänzt um Rückverstromung) können konventionelle Kraftwerke ersetzen und zur Bereitstellung der gesicherten Leistung zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit beitragen.

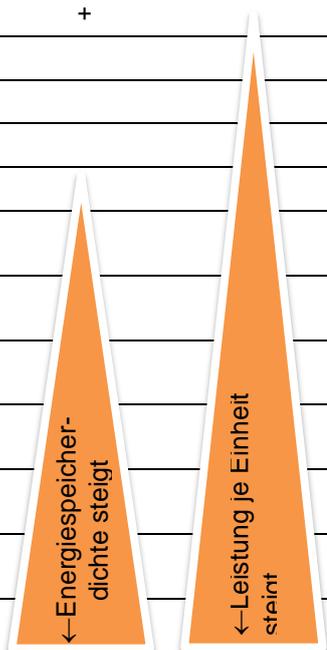
Für die Bereitstellung von Regelleistung (als auch bei der Bereitstellung von anderen Systemdienstleistungen bietet PtG mehrere Optionen. Zur Bereitstellung der Momentanreserve ist der Einsatz von einer Kombination aus Umrichtern mit Speichern denkbar. Da Elektrolyseure über leistungselektronische Komponenten an das Stromnetz gekoppelt sind, können diese auch Blindleistung aufnehmen sowie abgeben. PtG-Anlagen (Elektrolyseure) können flexibel betrieben und so im Nachfragemanagement genutzt werden.

Die Power-to-Gas-Technologie ist aktuell kein betriebswirtschaftlicher Selbstläufer. Generell ist es denkbar, PtG nicht nur im Verkehrsmarkt, sondern auch im Strom- sowie auch im Gasmarkt oder in der Industrie einzusetzen. Die durch diese Synergieeffekte zusätzlich zu generierenden Erlöse können die Wirtschaftlichkeit je nach Nutzungsart, Auslastung und Dimensionierung deutlich verbessern und neue Geschäftsfelder eröffnen. Eine Kostenreduktion zum Vorteil aller beteiligten Sektoren ergibt sich aufgrund der größeren Zahl an installierten Anlagen (Stückzahleneffekte) wie auch aufgrund steigender Anlagengrößen (Kapazitätseffekte). Auch die regulatorischen Rahmenbedingungen haben einen erheblichen Einfluss auf den wirtschaftlichen Betrieb von PtG-Anlagen und sollen entsprechend angepasst werden.

Die nachfolgende Tabelle 14 gibt einen Überblick über technische Optionen neuer Stromnachfrager aus dem Verkehr zur Lösung von Herausforderungen, die mit steigender Stromnachfrage aus dem Verkehr sowie zunehmender EE-Stromerzeugung im Netz einhergehen.

**Tabelle 14: Technische Potenziale neuer Stromnachfrager aus dem Verkehrssektor zur Erbringung von Systemdienstleistungen**

Systemdienstleistungen →				
Stromnachfrager aus dem Verkehr (siehe Steckbriefe)	Frequenzhaltung	Spannungshaltung	Versorgungs- wiederaufbau / gesicherte Leistung	System-/ Betriebsführung
<b>E-Mobilität direkt</b>				
Batteriefahrzeuge (Normalladung)	+	++	+	
Batteriefahrzeuge (Schnellladung)		+		
Elektrischer Güterfernverkehr (OH-Lkw)	(+)			
Batterieelektrische Busse		+		
<b>Erzeugung strombasierter Kraftstoffe</b>				
PtG-Wasserstoff für FCEV (zentral)	+++	+++ MS, HS		
PtG-Wasserstoff für FCEV (dezentral)	+++	+++ NS, MS		
PtG-Methan für ICE (zentral)	+++	+++ MS, HS		
PtG-Methan für ICE (dezentral)	+++	+++ NS, MS		
Verflüssigtes PtG-Methan für ICE (zentral)	+++	+++ MS, HS		
Verflüssigtes PtG-Methan für ICE (dezentral)	+++	+++ NS, MS		
Power-to-Liquids (PtL) für ICE	+++	+++ MS, HS		



Legende: +++ sehr gut geeignet; ++ gut geeignet; + prinzipiell denkbar, ( ) unter Bedingungen

Ob und in welchem Umfang die in Tabelle 14 genannten Möglichkeiten für die Erbringung von Systemdienstleistungen erschlossen und eingesetzt werden, hängt stark von den zukünftigen technischen, ökonomischen, regulatorischen Entwicklungen im Energiesystem ab.

## 6 Szenarien für Sektorenkopplung in Deutschland

In diesem Kapitel werden beispielhaft Szenarien für die Nutzung von Strom im Verkehrssektor für Deutschland dargestellt, um die in den vorangegangenen Kapiteln beschriebenen Herausforderungen, Handlungsoptionen und Implikationen zu verdeutlichen. Zentrale Fragestellung ist dabei, wie das Strombezugsprofil des Verkehrssektors bei verschiedenen technologischen Entwicklungen der Fahrzeugflotte mit der Stromerzeugung in Einklang gebracht werden kann. Die Berechnungen für die Szenarien erfolgen auf einer deutschlandweiten Ebene und lassen mögliche Engpässe im Stromnetz außer Acht. Regionale Problemstellungen des Energiesystems, die in Kapitel 4 beschrieben wurden und für die in Kapitel 5 Lösungsansätze durch Sektorkopplung aufgezeigt wurden, können daher in diesem Kapitel nicht quantitativ untersucht werden. Es werden aber qualitativ die diesbezüglichen Unterschiede der betrachteten Szenarien diskutiert.

### 6.1 Grundlagen der Szenarien für den Straßenverkehr

Wie in Kapitel 3 gezeigt, variiert sowohl die Höhe als auch die zeitliche und örtliche Verteilung der Stromnachfrage eines strombasierten Verkehrssektors sehr stark in Abhängigkeit der eingesetzten Technologien. Um die mögliche Bandbreite aufzuzeigen und Implikationen der jeweiligen Pfade anschaulich diskutieren zu können, werden im Folgenden zwei ambitionierte Szenarien des Verkehrssektors im Kontext des Gesamtsystems betrachtet:

- **Szenario 1: „Batterie & Oberleitung“ (BEV/O):** Dieses Szenario setzt stark auf batterieelektrische Fahrzeuge bei Pkw sowie langfristig auf die verstärkte direkte Stromversorgung des Güterverkehrs mittels Oberleitung. Die Elektrifizierung des Güterverkehrs wird am Beispiel der Einführung des Oberleitungs-Lkw bewertet, könnte alternativ aber auch durch eine umfangreiche Verlagerung des Güterverkehrs auf die Schiene realisiert werden. Entsprechend zeichnet sich das Szenario durch eine hohe Energieeffizienz im Fahrzeug aus, die Flexibilität der Stromnachfrage ist jedoch vergleichsweise gering.
- **Szenario 2: „Brennstoffzelle“ (H<sub>2</sub>-FCEV):** Für dieses Szenario wird angenommen, dass langfristig Brennstoffzellenfahrzeuge sowohl bei Pkw als auch bei Lkw den Massenmarkt erreichen und eine ähnlich bedeutende Rolle wie Batteriefahrzeuge spielen werden. Durch die hierfür notwendige Herstellung des strombasierten Energieträgers Wasserstoff und dessen Speichermöglichkeiten zeichnet sich dieses Szenario durch eine geringere Energieeffizienz über die gesamte Kette aus, bei allerdings größerer zeitlicher Flexibilität der Stromnachfrage.

Beide Szenarien stellen Zielszenarien für das Jahr 2050 dar und modellieren das gesamte Energiesystem, d.h. Stromsektor, Verkehrssektor und Wärmesektor. Sie sind so ausgelegt, dass eine Treibhausgasreduzierung von etwa 80 % über alle Sektoren erreicht wird. Dies impliziert, dass bis zum Jahr 2050 auch der Straßenverkehr in den Szenarien weitgehend auf Basis erneuerbaren Stroms betrieben wird. In Tabelle 15 sind die wesentlichen Prämissen der beiden Szenarien gegenübergestellt.

**Tabelle 15: Wesentliche Charakteristika der Verkehrsszenarien „BEV/O“ und „H<sub>2</sub>-FCEV“<sup>53</sup> (Betrachtungsjahr 2050)**

	<b>Batterie &amp; Oberleitung (BEV/O)</b>	<b>Brennstoffzelle (H<sub>2</sub>-FCEV)</b>
<b>Verkehrsleistung Straßenverkehr</b>	837 Mrd. Pkm (ggü 1.023 Pkm 2014) 1.074 Mrd. tkm (ggü. 466 tkm 2014)	
<b>Eingesetzte Fahrzeugkonzepte</b>		
<b>Pkw / Leichte Nutzfahrzeuge</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ BEV</li> <li>▪ PHEV (mit CH<sub>4</sub>-ICE)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Brennstoffzellen-Pkw</li> <li>▪ BEV</li> <li>▪ PHEV (mit Benzin-Motor)</li> </ul>
<b>Schwere Nutzfahrzeuge</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Oberleitungs-Dieselhybrid-Lkw<sup>54</sup> (bzw. Verlagerung des Güterverkehrs auf die Schiene<sup>55</sup>)</li> <li>▪ PHEV (mit Diesel-Motor)</li> <li>▪ BEV (für den Verteilerverkehr)</li> <li>▪ Diesel</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Brennstoffzellenfahrzeuge</li> <li>▪ Diesel</li> </ul>
<b>Angenommene Effizienzsteigerungen (2010-2015)</b>	Verbrennungsmotorische Antriebe: ca. –30 % Verbrauch Elektrische Antriebe: ca. –25 % Verbrauch	

Bei der Elektrifizierung des Güterfernverkehrs gibt es grundsätzlich zwei Optionen: (i) die Elektrifizierung des Straßengüterverkehrs mittels Oberleitungen<sup>56</sup> und (ii) die verstärkte Verlagerung des Straßengüterverkehrs auf den elektrischen Schienenverkehr. Aus Sicht der Interaktion zwischen Strom- und Verkehrssektor weisen diese beiden Varianten qualitativ betrachtet vergleichbare Eigenschaften auf, sodass diese in den folgenden Analysen zur Rückwirkung von Entwicklungen im Verkehrssektor auf die Stromversorgung gemeinsam diskutiert werden. Beide Optionen weisen ein gegebenes Strombezugsprofil auf, welches direkt an das zu transportierende Güteraufkommen (räumlich und zeitlich) gekoppelt ist und für welches nur ein sehr geringes zeitliches Verschiebepotenzial besteht. Unter der Annahme, dass langfristig die Gütermenge, die auf die Schiene verlagert werden kann, in der gleichen Größenordnung liegt wie der elektrische Fahranteil der möglichen Transportmenge von Oberleitungs-Lkw, ergeben sich zwar absolut betrachtet unterschiedliche Strombedarfe (der Energiebedarf des Schienenverkehrs ist je nach Güterart etwa 50-

<sup>53</sup> Die Grundzüge der betrachteten Szenarien wurden im parallel laufenden Projekt „Interaktion Strom-Wärme-Verkehr“ [IWES et al. 2015] entwickelt.

<sup>54</sup> Grundsätzlich sind auch andere Hybridisierungsvarianten bei oberleitungsgetriebenen Lkw möglich, insbesondere eine Batteriehybridisierung mit großer Traktionsbatterie, die während der Fahrt an der Oberleitung aufgeladen werden kann (siehe Kapitel 3.2.3). Da sich die konkrete Auslegung dieser Fahrzeuge sowie entsprechend der Oberleitungsinfrastruktur stark auf das Strombezugsprofil auswirkt und hierzu derzeit keine belastbaren Annahmen möglich waren, wurden in den Szenarien ausschließlich dieselhybridisierte OH-Lkw betrachtet.

<sup>55</sup> In den folgenden Berechnungen und Systemsimulationen wird das Szenario BEV/O durch konkrete Annahmen zum OH-Lkw umgesetzt. Für eine alternative Szenariovariante mit O-Schienenverkehr liegt keine ausreichende Datenbasis vor, sodass diese Variante qualitativ diskutiert wird.

<sup>56</sup> Diese Technologie wurde im Rahmen des ENUBA-Projekts von der Firma Siemens entwickelt und wird derzeit in den USA und Schweden in Form von Pilotvorhaben realisiert. Im Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 der Bundesregierung wird auch ein Pilotprojekt in Deutschland unter Federführung des BMUB angekündigt.

80 % geringer als der Transport über OH-Lkw<sup>57</sup>). Insbesondere im Vergleich zum Szenario H<sub>2</sub>-FCEV ergeben sich jedoch vergleichbare Zusammenhänge. In den folgenden Berechnungen und Systemsimulationen wird das Szenario BEV/O zwar durch konkrete Annahmen zum OH-Lkw umgesetzt, aufgrund der genannten Parallelen in der Sektoreninteraktion wird die alternative Szenariovariante O-Schieneverkehr jedoch qualitativ stets mitdiskutiert.

Darüber hinaus wurden folgende Annahmen getroffen:

- Für 60 % der Batteriefahrzeuge (BEV und PHEV) wird eine gesteuerte Ladung unterstellt, der Rest lädt stets direkt nach Anschluss ans Stromnetz.
- Eine weitere Elektrifizierung des straßengebundenen öffentlichen Verkehrs (batterieelektrische bzw. oberleitungsbetriebene Busse) wird in den Szenarien nicht betrachtet, da in diesem Bereich derzeit zum einen noch wesentliche Erkenntnisse zur Definition solider Szenarien fehlen und zum anderen der gesamte Einfluss auf die Stromnachfrage relativ zum Pkw- und Güterverkehr gering ist.
- Die Verwendung von Biokraftstoffen (inkl. Biomethan) wird auf das inländische nachhaltige Potenzial beschränkt, das hier mit 2 Mio. Hektar angenommen wird. Dies entspricht in etwa der aktuell genutzten Fläche zur Energiepflanzenproduktion [FNR2014].

### **6.1.1 Fahrleistungen und Transportleistungen**

Beide hier betrachteten Szenarien basieren auf einem einheitlichen Mengengerüst für die Verkehrsleistungen. Dieses stammt aus der Studie „Energieszenarien für das Energiekonzept der Bundesregierung“ [Prognos, 2010]. Dieses Szenario geht beim motorisierten Individualverkehr davon aus, dass die Verkehrsleistung bis 2030 um rund 1 %, und bis 2050 um weitere 6 % zurückgeht. Haupttreiber ist dabei der langfristig angenommene Bevölkerungsrückgang. Demgegenüber wächst der Güterverkehr deutlich, wobei trotz einer Verschiebung hin zur Eisenbahn auch in Zukunft der Großteil der Güterverkehrsleistung mit dem Lkw erbracht wird. Die Eckdaten sind in Tabelle 16 dargestellt.

---

<sup>57</sup> Hierbei spielen allerdings auch weitere Faktoren eine Rolle, wie beispielsweise netzbedingte Änderungen der Wegelänge sowie evtl. notwendige Straßentransporte für die letzte Meile im Falle des Schienengüterverkehrs. Diese Faktoren können nur im Rahmen von Systemsimulationen quantifiziert werden, wie sie in der parallel laufenden MKS-Studie zu Verlagerungspotenzialen auf den Schienengüterverkehr durchgeführt werden.

**Tabelle 16: Verkehrsleistungen in den betrachteten Szenarien**

	2010	2030	2050	2010-2030	2030-2050
<b>Personenverkehr</b>	<b>Mrd. Pkm</b>			<b>relativ</b>	
MIV	902	891	837	-1 %	-6 %
BUS	83	100	95	21 %	-6 %
SSU-Bahnen	16	15	14	-7 %	-7 %
Eisenbahn Nahverkehr	48	47	44	-2 %	-6 %
Eisenbahn Fernverkehr	36	35	32	-3 %	-9 %
Luftverkehr national	10	11	12	+5 %	6 %
Luftverkehr international	183	309	376	+68 %	+22 %
<b>Summe Personenverkehr</b>	<b>1.279</b>	<b>1.408</b>	<b>1.410</b>	<b>+10 %</b>	<b>+0 %</b>
<b>Güterverkehr</b>	<b>Mrd. tkm</b>			<b>relativ</b>	
Straßengüterverkehr	442	638	757	+44 %	+19 %
Eisenbahnverkehr	110	165	210	+50 %	+27 %
Binnenschifffahrt	62	71	81	+14 %	+14 %
Luftverkehr	11	19	26	+74 %	+37 %
<b>Summe Güterverkehr</b>	<b>625</b>	<b>893</b>	<b>1.074</b>	<b>+43 %</b>	<b>+20 %</b>

Quellen: [Prognos, 2010]; eigene Annahmen

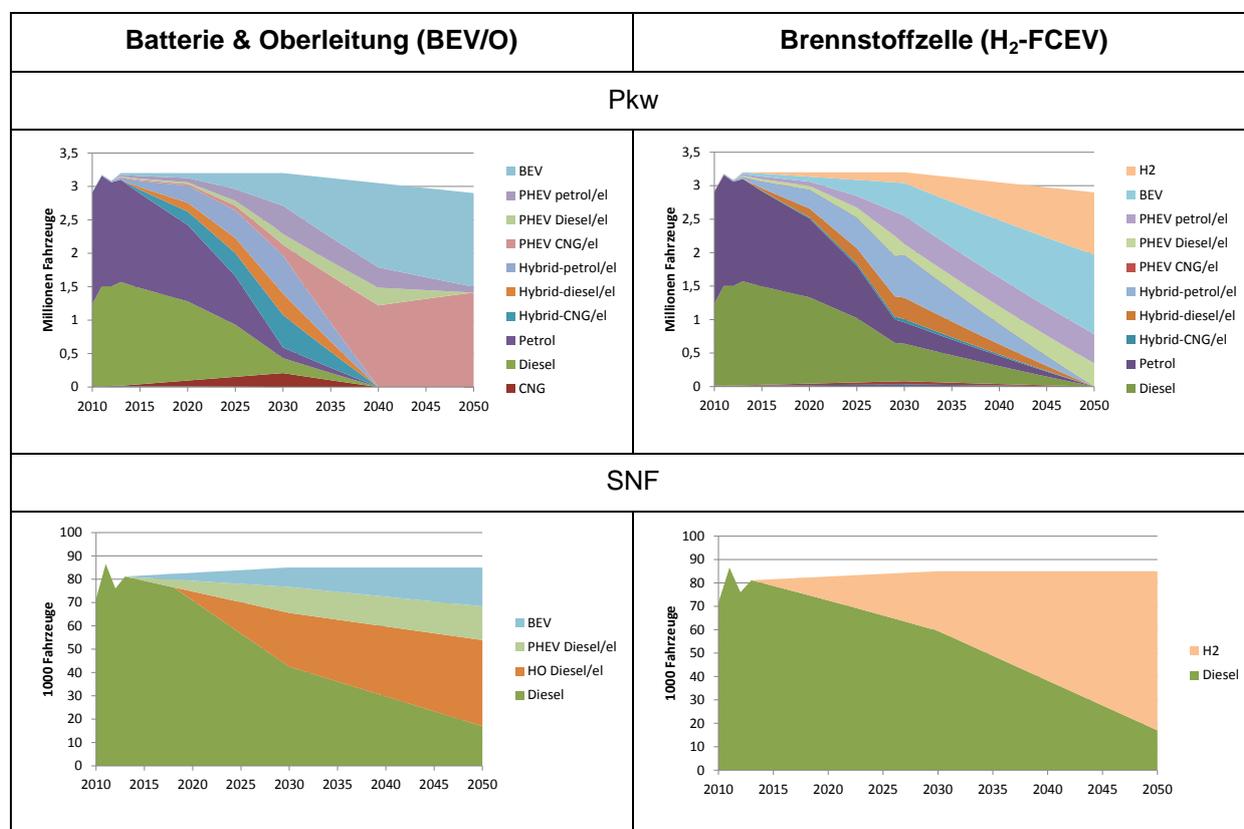
Die zukünftige Flottenzusammensetzung und damit die Durchdringung mit neuen Antriebskonzepten wird durch die **Zusammensetzung der jährlichen Neuzulassungen** gesteuert, die in Abbildung 28 dargestellt ist. Bei den Pkw wurde in beiden Szenarien angenommen, dass das Ziel der Bundesregierung erreicht wird, im Jahr 2020 eine Million und im Jahr 2030 sechs Millionen Elektrofahrzeuge im Bestand zu haben. Da angenommen werden kann, dass sich ein entsprechender Markthochlauf auch nach 2030 fortsetzen wird, verdrängen Elektrofahrzeuge in den dargestellten Szenarien bis 2050 alle konventionell angetriebenen Pkw aus den Neuzulassungen. Im Brennstoffzellen-Szenario sind davon etwa ein Drittel Wasserstoff-Brennstoffzellenfahrzeuge. Im Szenario BEV/O erreichen BEV bis 2050 einen Anteil an den Neuzulassungen von etwa der Hälfte.

Eine weitere dominierende Fahrzeugtechnologie wird in diesem Szenario der PHEV-CNG/el, also ein Plug-In-Hybrid-Pkw, der im verbrennungsmotorischen Betrieb methanbasierte Kraftstoffe (z.B. CNG) nutzt. Hier wirken sich die nach 2040 deutlich geringeren Preise für methanbasierte Kraftstoffe als für konventionelle Kraftstoffe (Benzin/Diesel) aus. Die unterschiedlichen Kostensteigerungen zwischen den Kraftstoffen liegen im Wesentlichen an den absolut deutlich steigenden Preisdifferenzen von Rohöl und Erdgas (Eingangsdaten zur Preisentwicklung fossiler Kraftstoffe stammen aus [Öko-Institut et al. 2014]). Weitere Faktoren sind die langfristig geringere CO<sub>2</sub>-Intensität der methanbasierten Kraftstoffe (bereits als rein fossile Kraftstoffe, im Szenario zusätzlich steigend durch den Einsatz von EE-Methan) in Verbindung mit hohen CO<sub>2</sub>-Zertifikatpreisen.

Auch bei den SNF wird angenommen, dass die alternativen Antriebskonzepte bis 2050 einen großen Marktanteil bei den Neuzulassungen erreichen. Im BEV/O-Szenario wird bei den hauptsächlich im Fernverkehr eingesetzten Sattel- und Lastzügen in 2050 ein Neuzulassungsanteil der OH-Lkw von

80 % erreicht, bei Lkw ein Anteil von 40 %. Da bereits für das Jahr 2030 ein Neuzulassungsanteil an dem jeweiligen Fahrzeugtyp von 50 % (LZ/SZ) bzw. 11 % (Lkw) angenommen wird, stellen OH-Lkw in den folgenden Jahren bis 2050 auch bereits einen nennenswerten Anteil am Fahrzeugbestand dar. Bei Fahrzeugen unter 12 t zul. GG werden verstärkt PHEV und BEV zur Elektrifizierung der Flotte eingesetzt. Im H<sub>2</sub>-FCEV-Szenario wird über alle Größenklassen verteilt ein einheitlicher Anteil von Brennstoffzellen-Fahrzeugen von 30 % in 2030 und 80 % in 2050 angenommen.

Bei den schweren Nutzfahrzeugen spielen gebietsfremde Fahrzeuge in Deutschland eine große Rolle (mit etwa 40 % der gesamten mautpflichtigen Fahrleistung [BAG 2012]). Für die Szenarien wird angenommen, dass dieser Teil der Flotte eine näherungsweise ähnliche Technologieentwicklung zeigt wie die inländischen Fahrzeuge. Dies wird durch zunehmend vereinheitlichte europäische Rahmenbedingungen unterstützt, z.B. durch die Richtlinie über die Infrastruktur alternativer Kraftstoffe (AFID).



**Abbildung 28: Entwicklung der Neuzulassungen bis 2050 in den Szenarien**

Auf Grundlage dieser Annahmen wurden mit TREMOD<sup>58</sup> die Fahr- und Transportleistungen der einzelnen Antriebsarten für das Jahr 2050 berechnet; es ergibt sich die in Abbildung 29 dargestellte Verteilung. Da im BEV/O-Szenario ein hoher Anteil der eingesetzten Elektrofahrzeuge PHEV sind, verbleibt ein Anteil von etwa einem Drittel an Verbrenner-Fahrleistung. Im H<sub>2</sub>-FCEV-Szenario kann der Anteil der Verbrenner-Fahrleistung durch die deutlich niedrigere Bedeutung der PHEV dagegen weiter reduziert werden.

<sup>58</sup> Transport Emission Model: Zur Funktionsweise und weiteren Annahmen des Modelles, siehe [IFEU 2014].

Beim Straßengüterverkehr erbringen die OH-Lkw im BEV/O-Szenario einen Anteil von 60 % der Transportleistung<sup>59</sup> und davon 64 % im elektrischen Betrieb unter Oberleitung.

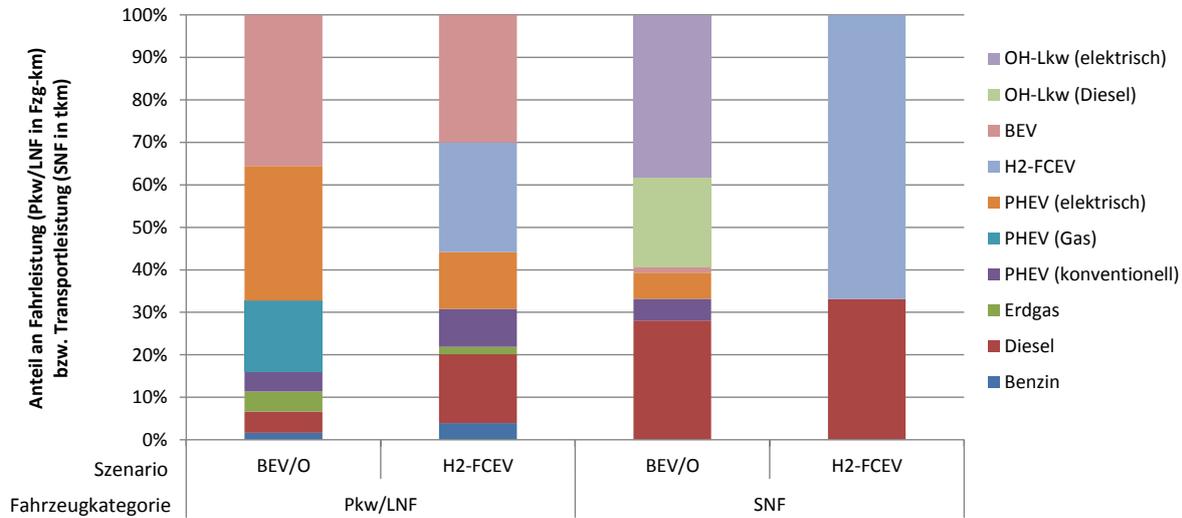


Abbildung 29: Anteil Fahr- und Transportleistung je Antriebskonzept und Energieträger 2050

### 6.1.2 Energieverbräuche der alternativen Antriebstechnologien

Für die Verbräuche von Elektroantrieben (BEV sowie die elektrischen Fahranteile bei PHEV) wurden Annahmen aus TREMOD zugrunde gelegt. Die zukünftig angenommene Entwicklung des spezifischen Energieverbrauchs je Antriebskonzept bis 2050 entspricht der in [JEC 2013] simulierten Wirkung von absehbar einsetzbaren Effizienz-Technologien im Pkw-Bereich auf den NEFZ-Verbrauch. Hieraus lassen sich für einen durchschnittlichen Anwendungsfall die kilometerbezogenen Stromverbräuche von BEV- bzw. PHEV-Pkw ableiten (Tabelle 17).

Tabelle 17: Spezifischer Endenergiebedarf bei Pkw und LNF in kWh je Fzg-km

	Pkw					LNF				
	Größenklasse	2020	2030	2040	2050	Größenklasse	2020	2030	2040	2050
BEV	groß	0,25	0,22	0,21	0,19	N1-III	0,94	0,85	0,79	0,76
	mittel	0,20	0,18	0,16	0,15	N1-II	0,77	0,69	0,64	0,62
	klein	0,15	0,13	0,13	0,12	M+N1-I	0,60	0,54	0,50	0,48
PHEV	groß	0,17	0,14	0,12	0,10	N1-III	0,92	0,80	0,73	0,69
	mittel	0,14	0,11	0,10	0,08	N1-II	0,75	0,65	0,59	0,56
	klein	0,11	0,09	0,07	0,06	M+N1-I	0,58	0,51	0,46	0,44
H <sub>2</sub> -FCEV	groß	0,34	0,30	0,28	0,27	N1-III	1,22	1,10	1,01	0,97
	klein/ mittel	0,21	0,19	0,17	0,17	M+N1-I/-II	0,76	0,68	0,63	0,60

<sup>59</sup> Dies trotz eines deutlich geringeren Anteils dieser Fahrzeuge am Bestand, was daran liegt, dass vor allem Sattelschlepper mit hoher Transportleistung pro Fahrzeug mit dieser Technologie ausgerüstet werden.

Um nun die zeitaufgelöste Stromnachfrage der gesamten Pkw-Flotte zu ermitteln, sind zusätzlich Annahmen zu deren Ladeverhalten notwendig. Dazu wurde auf Erkenntnisse in [ewi 2010] zurückgegriffen. Der Ansatz besteht darin, separat für Tag- und Nachtzeiten einen Anteil von Fahrzeugen zu definieren, der an Ladeinfrastruktur angeschlossen ist (Tabelle 18). Bezüglich der Ladeleistung wird hier nach Schnellladung ( $\geq 44$  kW) und Normalladung unterschieden.

**Tabelle 18: Annahmen zur Verfügbarkeit von Ladeinfrastruktur (Quelle: [ewi 2010])**

	2010	2020	2030	2040	2050
<b>Tagsüber</b>	<b>25 %</b>	<b>27 %</b>	<b>37 %</b>	<b>48 %</b>	<b>50 %</b>
- normal	25 %	24 %	30 %	33 %	30 %
- schnell	1 %	3 %	7 %	15 %	20 %
<b>Nachts</b>	<b>75 %</b>				
- normal	75 %	74 %	72 %	67 %	65 %
- schnell	0 %	1 %	4 %	8 %	10 %

Mithilfe dieser Annahmen wurde die Stromnachfrage durch Elektroautos stundenscharf auf Grundlage ausgewählter deutschlandweiter Mobilitätsstudien erhoben. Für die Ableitung von repräsentativen Nutzer- und Fahrzeugprofilen im Privat- und Wirtschaftsverkehr wurden vorrangig die Datenerhebungen [MiD 2008] und [KiD 2010] genutzt. Bei den Erhebungen handelt es sich um sogenannte Querschnittsstudien, bei denen durch umfangreiche Befragungen das Mobilitätsverhalten ermittelt wird. Die so gewonnenen Fahrprofile dienen als Datengrundlage für die modellbasierte Simulation der Elektromobilität, die in Abschnitt 6.1.3 beschrieben wird.

**Tabelle 19: Strom- bzw. H<sub>2</sub>-Verbrauch der Schweren Nutzfahrzeuge nach Fahrzeugkonzept [MJ/km]**

Antrieb	Typ	Energie	2020	2030	2040	2050
<b>FCEV</b>	RT <12t	H2	3,76	3,4	3,18	3,0
	RT >12t	H2	7,49	6,8	6,23	5,7
	TT/AT	H2	8,59	7,8	7,18	6,6
<b>PHEV-D</b>	RT <12t	Elektro	2,55	2,3	2,24	2,2
	RT >12t	Elektro	5,06	4,5	4,31	4,1
	TT/AT	Elektro	5,81	5,2	4,97	4,8
<b>BEV</b>	RT <12t	Elektro	2,55	2,3	2,24	2,2
<b>HO-D</b>	RT >12t	Elektro	4,93	4,4	4,19	4,0
	TT/AT	Elektro	5,88	5,2	5,04	4,8

### 6.1.3 Resultierender Energiebedarf des Verkehrssektors

Aus den vorgenannten Annahmen für die Zulassungszahlen, die Verkehrsleistungen sowie die Energieverbräuche<sup>60</sup> der einzelnen Fahrzeuge, ergibt sich der Endenergiebedarf des Verkehrs für die betrachteten Szenariojahre (Tabelle 20).

**Tabelle 20: Endenergieverbrauch des Straßenverkehrs in den betrachteten Szenarien BEV/O und H<sub>2</sub>-FCEV (auf Basis von Interaktion SWV)**

Endenergie (TWh/a)	2025		2035		2050	
	BEV/O	H <sub>2</sub> -FCEV	BEV/O	H <sub>2</sub> -FCEV	BEV/O	H <sub>2</sub> -FCEV
<b>Straße gesamt</b>	<b>544</b>	<b>544</b>	<b>451</b>	<b>457</b>	<b>327</b>	<b>329</b>
Mineralöl	455	446	295	325	123	147
Biokraftstoffe	28	61	25	45	20	20
CNG	39	7	71	11	68	6
H <sub>2</sub>	0	26	0	63	0	121
Strom	22	5	60	13	116	36
- davon Pkw	7	5	18	13	67	36
- davon Lkw *	15	0	32	0	45	0

## 6.2 Grundlagen der Szenarien für die Stromerzeugung

Zur Analyse der zunehmenden Interaktion zwischen Verkehrs- und Stromsektor gilt es weiterhin verschiedene Annahmen zur Entwicklung der Stromversorgung zu treffen. Ausgehend vom Szenariojahr 2025 wird hierfür auf den anerkannten Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan (NEP) 2015 zurückgegriffen (mittleres EE-Ausbauszenario/Szenario B aus [NEP 2015]).

Für das Szenariojahr 2050 wird ein Zielszenario zur Erfüllung einer europaweiten Reduktion der Treibhausgasemissionen um 80 % ggü 1990 zugrunde gelegt, für welches der Zubau von Strom- und Wärmerzeugungstechnologien sowie Energiespeichern unter Anwendung eines Fundamentalmodells zur kostenminimalen Zubau- und Einsatzoptimierung berechnet wurde (vgl. auch Abschnitt 6.3). Hierfür wird auf die Arbeiten und Simulationsrechnungen aus dem Verbundprojekt „Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr“ [IWES et al. 2015] zurückgegriffen.

Um im Zeitverlauf einen sinnvollen Übergang zwischen dem Szenariojahr 2025 (basierend auf NEP 2015) und dem sektorübergreifenden Zielszenario für 2050 darzustellen, wurden insbesondere für das Szenariojahr 2035 Anpassungen am NEP-Szenariorahmen vorgenommen. Die wesentlichen Annahmen und Anpassungen werden im Folgenden erläutert:

- **Stromerzeugung:** Für die Szenariojahre 2025/2035 wurden die installierten Leistungen der Stromerzeugungsanlagen weitestgehend entsprechend [NEP 2015] übernommen. Im Gegensatz zu den Rahmendaten des NEP wurde aufgrund der langfristigen Bedeutung der Photovoltaik (PV) im kostenminimalen Zielszenario, welches auf eine weitreichende Elektrifizierung des Verkehrs-

<sup>60</sup> Die Annahmen für die Kraftstoffverbräuche der einzelnen Antriebstechnologien wurden hier aus Gründen der Übersichtlichkeit nicht separat dokumentiert, können aber im Endbericht des Vorhabens „Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr“ [IWES et al. 2015] nachgelesen werden.

und Wärmesektors setzt, die PV-Leistung für 2035 gegenüber dem NEP-Szenario angepasst (100 GW statt 61 GW). Weiterhin wurden gegenüber dem NEP geringere Beiträge der Biomasse zur Stromerzeugung unterstellt, da deren Einsatz langfristig insbesondere für die Bereitstellung von Biokraftstoffen im Verkehrssektor gesehen wird.

Für das Szenariojahr 2050 ergeben sich die Stromerzeugungsleistungen modellendogen auf Basis ihrer Stromerzeugungskosten (Vollkosten) und technischer Charakteristika (siehe auch Abbildung 30 und Abbildung 31).

- **Stromnachfrage:** Im Gegensatz zu einer gleichbleibenden Stromnachfrage in den Szenarien des NEP orientiert sich die Entwicklung des herkömmlichen Stromverbrauchs in Anlehnung an das Ziel des Energiekonzepts der Bundesregierung [Energiekonzept 2010] in dem hier betrachteten Szenario an einer langfristigen Effizienzsteigerung um 25 % bis 2050 gegenüber 2008. In Ergänzung hierzu werden neue Verbraucher (insbesondere aus dem Verkehrs- und Wärmesektor) explizit modelliert und werden additiv zum herkömmlichen Stromverbrauch betrachtet, sodass die Stromnachfrage insgesamt ansteigt (siehe Abbildung 31).
- **Brennstoffpreise:** Für die Szenariojahre 2025 und 2035 werden die Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise entsprechend [NEP 2015] übernommen und für 2050 durch die Brennstoffpreise der Klimaschutzszenarien [Öko-Institut et al. 2014] fortgeführt (der CO<sub>2</sub>-Preis wird für 2050 nicht exogen vorgegeben, durch die Vorgabe einer Emissionsgrenze ergibt sich dieser modellendogen auf Basis der Kosten zur CO<sub>2</sub>-Vermeidung).

Die in Deutschland installierten Stromerzeugungsleistungen sowie die daraus resultierenden Energiemengen sind in Abbildung 30 und Abbildung 31 für die modellierten Szenarien 2025, 2035 und 2050 (80 % THG-Reduktion) dargestellt. Für das 80 % THG-Reduktionsszenario wird zudem zwischen den beiden Verkehrsvarianten BEV/O und H<sub>2</sub>-FCEV unterschieden. In den früheren Szenariojahren wird diese Unterscheidung nicht vorgenommen, da aufgrund von vergleichsweise geringen Strombedarfen aus dem Verkehrssektor hier keine Rückkopplung auf die installierten Leistungen der Stromerzeugung angenommen wurde. In der zweiten Abbildung ist zusätzlich die Stromnachfrage, gegliedert in herkömmlichen Verbrauch, Netz- und Speicherverluste sowie den Strombedarf für die fortschreitende Elektrifizierung des Verkehrs- und Wärmesektors und für die Herstellung von strombasierten chemischen Energieträgern dargestellt. Die Differenz zwischen Stromerzeugung- und verbrauch ergibt sich aus der Import/Export-Bilanz im Kontext der europäischen Modellierung des Gesamtsystems.

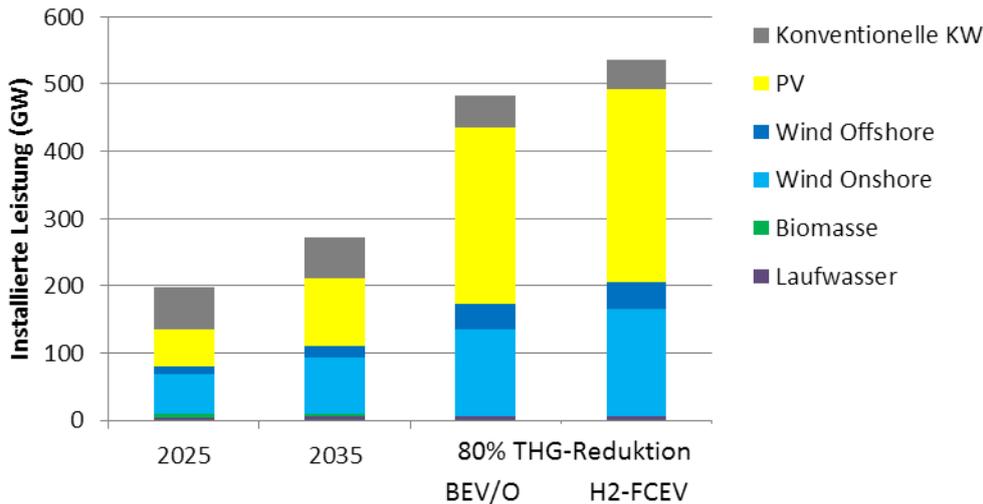


Abbildung 30: Installierte Leistungen der Stromerzeugung (GW)

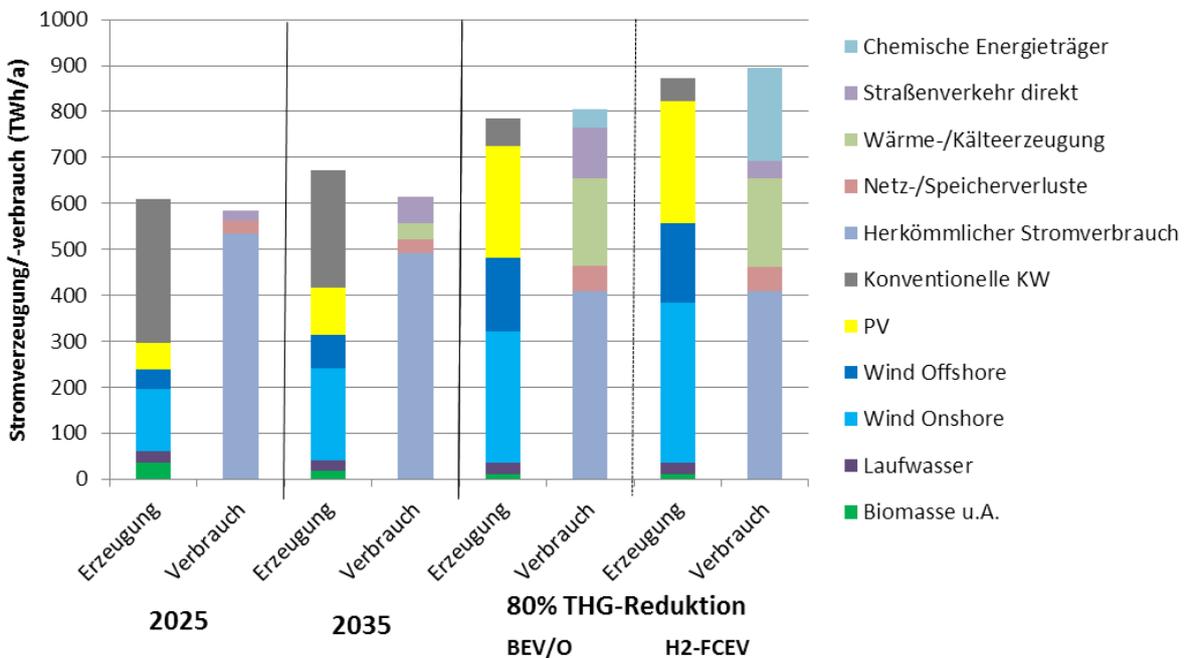


Abbildung 31: Inländische Stromerzeugung und -verbrauch

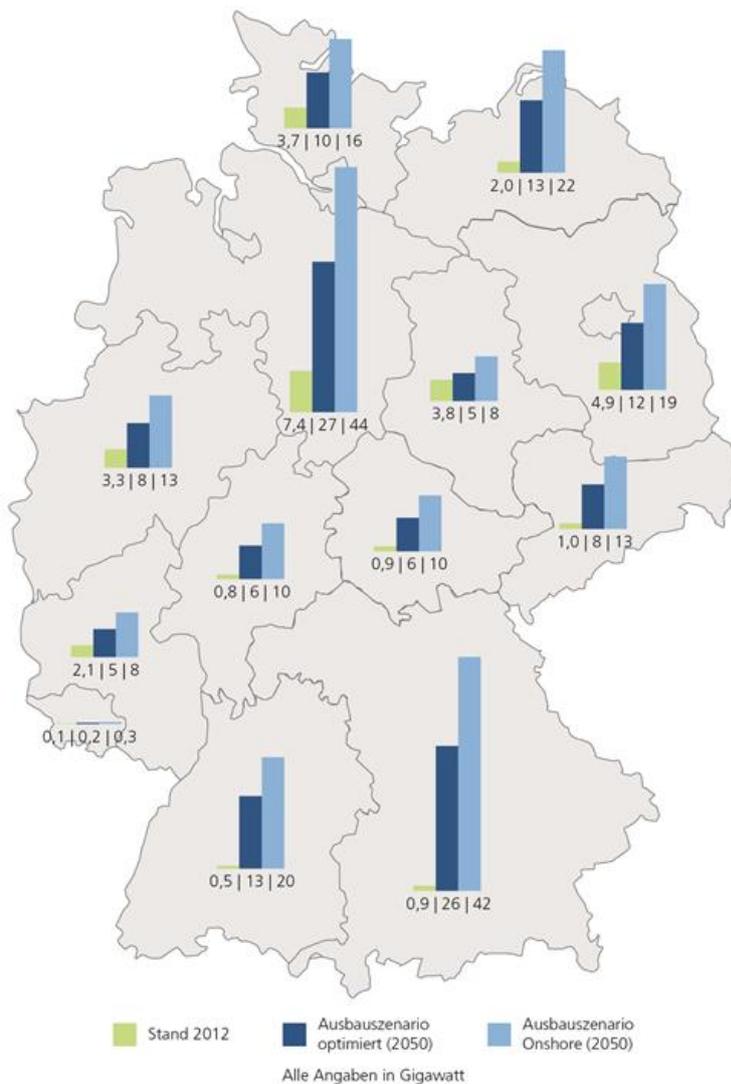
Generell steigt der Beitrag der EE-Stromerzeugung an der gesamten Stromerzeugung zur Erreichung eines THG-Reduktionsziels von 80 % (ggü 1990) bis zum Jahr 2050 deutlich an. In dem hier dargestellten Szenario beträgt der EE-Anteil im Jahr 2025 48 %, im Jahr 2035 62 % und erreicht in den Zielszenarien einen Anteil von knapp über 90 %. Im Zielszenario BEV/O werden etwa 245 TWh Strom über PV und 450 TWh über Windenergieanlagen bereitgestellt. Weitere Beiträge leisten die Laufwasserkraft (24 TWh), Biomasse und Müllheizkraftwerke (10 TWh) und die fossile Stromerzeugung (60 TWh), wobei hier insbesondere gasbetriebene KWK-Kraftwerke zum Einsatz kommen (vgl. Abbildung 31).

Insgesamt steigt der Strombedarf von knapp 600 TWh im Jahr 2025 auf gut 800 TWh im Zielszenario BEV/O an. Der Verbrauch der herkömmlichen Stromanwendungen nimmt zwar aufgrund von Effizienzsteigerungen ab (von etwa 530 auf 415 TWh). Gleichzeitig steigt der Strombedarf im

Verkehrs- und Wärmesektor, welche zur Verdrängung von fossilen Energieträgern und der Erschließung von Effizienzpotenzialen langfristig zur Erreichung von Klimazielen notwendig sind. So steigt unter anderem der Strombedarf zur direkten Nutzung im Verkehrssektor in dem hier unterstellten Szenario BEV/O von 22 TWh (2025) über 60 TWh (2035) auf 116 TWh (im Jahr 2050, vgl. auch Tabelle 20). Insgesamt hat der direkte Strombedarf des Straßenverkehrs somit zunächst einen noch geringen Anteil am Gesamtsystem (<5 %). Bei einer sinkenden Stromnachfrage der herkömmlichen Verbraucher und gleichzeitig steigender Bedeutung von Strom im Verkehrssektor steigt der Anteil der Stromnachfrage aus dem Straßenverkehr im Verhältnis zur herkömmlichen Last im Zielszenario BEV/O bis zum Jahr 2050 auf etwas mehr als 25 % an. Im Zielszenario H<sub>2</sub>-FCEV fällt die Stromnachfrage (direkt und indirekt) aus dem Verkehrssektor im Szenariojahr 2050 demgegenüber in etwa doppelt so hoch aus (202 TWh/a, siehe Abschnitt 6.4.2 für einen detaillierten Vergleich der Zielszenarien).

Zur Erreichung der genannten EE-Anteile und Treibhausgasminderungen bei gleichzeitig steigender Stromnachfrage müssen die erneuerbaren Stromerzeugungsleistungen deutlich zunehmen (vgl. Abbildung 30). In den Zielszenarien erreichen die EE-Erzeugungsleistungen nach dem hier durchgeführten kostenoptimierten Zubau (vgl. Abschnitt 6.3) 165 GW aus Windenergieanlagen (Onshore u. Offshore) sowie etwa 260 GW PV Leistung. Da diese Stromerzeugungsleistung nicht kontinuierlich zur Verfügung steht, sondern entsprechend der aktuellen Wettersituation sowie Tages- und Jahreszeit schwankt, stellen diese hohen EE-Erzeugungsleistungen enorme Anforderungen an neue Flexibilitätsoptionen sowie an einen Ausbau der Stromnetze im zukünftigen Energiesystem dar.

Für die Anforderungen an den Ausbau der Stromnetze spielt zusätzlich die räumliche Verteilung der erneuerbaren Stromerzeugungsleistung eine wichtige Rolle. In diesem Kontext zeigt Abbildung 32 exemplarisch die mögliche räumliche Verteilung von Windenergieanlagen an Land. Das mittlere Szenario „Ausbauszenario optimiert (2050)“ entspricht dabei näherungsweise dem hier unterstellten Windenergieausbau. Ein optimierter Ausbau von Windenergieanlagen an Land findet bei Berücksichtigung der Potenziale der Bundesländer damit nicht konzentriert im Norden statt, sondern kann verteilt über Deutschland realisiert werden.



**Abbildung 32: Räumliche Verteilung von Windenergieanlagen auf die Bundesländer für 2012 sowie zwei mögliche Szenarien für 2050 (138 GW und 226 GW Windleistung gesamt) [IWES 2014]**

Im Kontext der Realisierung einer klimafreundlichen erneuerbaren Mobilität mit zunehmendem Anteil elektrischer Antriebskonzepte ist es für eine umfassende Einordnung und Bewertung von zukünftigen Mobilitätsszenarien zielführend, die Strombereitstellung für den Verkehrssektor und die damit einhergehenden Interaktion zwischen dem Verkehrs- und dem Stromsektor umfassend zu betrachten. Im Folgenden wird daher zunächst ein Modellierungsansatz für eine detaillierte Abbildung der Strombereitstellung für den Verkehrssektor im Kontext des Gesamtsystems beschrieben. Anschließend werden verschiedene Analysen zu den Wechselwirkungen zwischen Verkehrs- und Stromsektor für die in 0 und 6.2 vorgestellten Beispielszenarien dargestellt und diskutiert.

### 6.3 Methodik für die Modellierung des Gesamtsystems

Zur Modellierung der Strombereitstellung für den Verkehrssektor und der sich hieraus ergebenden Wechselwirkungen zwischen den Sektoren in den Szenariojahren 2025 und 2035 wird die **Kraftwerks- und Speichereinsatzplanung** des Fraunhofer IWES eingesetzt (siehe auch [Oehsen 2012]). Hierbei handelt es sich um ein techno-ökonomisches Fundamentalmodell zur Bestimmung des grenzkostenminimalen Einsatzes von verschiedenen Stromerzeugungsanlagen (fossil und

erneuerbar), Speichern (Pumpspeicher, stationäre Batteriespeicher, Power-to-Gas) und flexiblen Lasten (Elektromobilität, elektrische Wärmepumpen, Power-to-Heat) zur Deckung einer vorgegebenen Stromnachfrage. Unter Anwendung einer gemischt-ganzzahligen linearen Programmierung (GGLP) minimiert die Zielfunktion die variablen Kosten (Brennstoffkosten inkl. CO<sub>2</sub>-Zertifikatekosten und Anfahrkosten) für einen vorgegebenen Anlagenpark unter Berücksichtigung definierter Nebenbedingungen. Diese sind u.a. die technischen Restriktionen der Stromerzeugungsanlagen (Teillastwirkungsgrade, Stillstandszeiten), die Erfüllung von Nachfrageprofilen des Strom- und KWK-Wärmebedarfs und die Vorhaltung der Regelleistung in den drei verschiedenen Qualitäten (Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und Minutenreserve). Restriktionen durch Netzengpässe werden dagegen durch das Modell nicht erfasst, hier wird mit der Annahme „Kupferplatte Deutschland“ gerechnet, was entsprechend bei der Interpretation der Ergebnisse beachtet werden muss.

Neben der detaillierten Modellierung des disponiblen Kraftwerks- und Speicherparks sowie der Schnittstellentechnologien aus dem Verkehrs- und Wärmesektor stellt die Einspeisung der erneuerbaren Energien eine entscheidende Eingangsgröße dar. Auf Grundlage der heute installierten Leistung der verschiedenen EE-Technologien pro Gitterfläche<sup>61</sup> sowie Annahmen und Simulationsrechnungen über den zukünftigen Ausbau werden anhand historischer Wetterdaten mithilfe physikalischer Modelle der erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien stündlich aufgelöste Zeitreihen der EE-Einspeisung erstellt, die als Eingangsdaten für die Strommarktmodellierung verwendet werden.

Für die Analyse der Rückwirkungen des Strombedarfs auf den Verkehrssektor für die Zielszenarien (2050) mit einer THG-Minderung um 80 % ggü. 1990 (83 % für Deutschland) wird das Modell zur **sektorübergreifenden Zubauoptimierung** des Fraunhofer IWES angewendet. Im Gegensatz zu der vorher beschriebenen Einsatzoptimierung, bei welcher die installierten Leistungen der Stromerzeugungstechnologien fest vorgegeben sind und ausschließlich deren zeitlicher Einsatz optimiert wird, wird mit der hier angewendeten Zubauoptimierung zusätzlich eine kostenminimale Technologiezusammensetzung ermittelt. Unter Einhaltung eines übergeordneten Zieles zur Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen des Gesamtsystems sowie bei Deckung der Nachfrageprofile aus den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr wird über alle 8760 h eines Jahres der Anlageneinsatz (auf Basis von variablen Betriebskosten) und im Stromsektor zusätzlich die Zubauentscheidung (Investitionsentscheidung auf Basis annuitätischer Kosten) optimiert.

Für den Stromsektor sieht das derzeitige Modell die Optimierung des Zubaus in den Bereichen erneuerbare Energien und konventionelle Kraftwerke vor. Im Bereich der erneuerbaren Energien wird der Zubau von Onshore- und Offshore-Windkraftanlagen mit verschiedenen Kennlinien und von Dach- und Freiflächen-PV-Anlagen mit unterschiedlichen Ausrichtungen entsprechend der lokalen EE-Ressourcen berechnet. Die hierzu benötigten technologiespezifischen lokalen Flächenpotenziale und Einspeisezeitreihen wurden anhand von GIS-Daten und der am Fraunhofer IWES entwickelten

---

<sup>61</sup> Basis für alle Simulationen der erneuerbaren Energien bildet das Gitter des COSMO-EU-Modells des Deutschen Wetterdienstes mit einer räumlichen Auflösung von ca. 7 x 7 km<sup>2</sup> und COSMO-DE mit einer räumlichen Auflösung von 2,8 x 2,8 km<sup>2</sup>.

Einspeisemodellierung bestimmt. Im Bereich der konventionellen Stromerzeuger wird der Neubau von Kondensations- und KWK-Kraftwerken sowie Speichern optimiert. Als Bestandsanlagen werden Speicher, Wasserkraft und ggf. thermische Kraftwerke im Rahmen der Lastdeckung berücksichtigt.

Zur Modellierung der **Schnittstelle zwischen Strom- und Verkehrssektor** werden in beiden Modellen BEV, PHEV und Oberleitungs-LKW berücksichtigt. Darüber hinaus wird in den Zielszenarien für 2050 die Bereitstellung von Wasserstoff für Brennstoffzellenfahrzeuge (FCEV) über Elektrolyse abgebildet.

Die realitätsnahe Abbildung der Batterie-Elektromobilität differenziert nach BEV und PHEV in der Kraftwerks- und Speichereinsatzplanung erfolgt auf Basis eines mehrstufigen stochastischen Modells. Hierbei werden auf Fahrzeugebene auf Grundlage der in 6.1.2 beschriebenen Mobilitätshebungen, Stromverbräuche und unterstellten Ladeinfrastrukturoptionen zeitlich aufgelöste individuelle Fahrprofile, mögliche Ladeleistungen sowie minimale (Laden zum spätestmöglichen Zeitpunkt) und maximale (sofortiges Laden bei Netzanschluss) Batteriefüllstände ermittelt, die als Eingangsparameter in die Optimierung des Kraftwerks- und Speichereinsatzes eingehen. Hieraus ergibt sich für jeden Zeitschritt ein gültiger Lösungsraum, in dessen Grenzen der Strombezug zum Laden der Elektrofahrzeuge stattfinden kann. Zusätzlich sind verschiedene Ladestrategien implementiert (gesteuertes und ungesteuertes Laden), um unterschiedliche Ladeszenarien abzubilden. Auf Grund beschränkter Rechenkapazitäten werden anschließend die individuellen auf Fahrzeugebene erhobenen Eingangsdaten aggregiert und im Kontext der Energiesystemmodelle ein aus Sicht des Gesamtsystems grenzkostenoptimiertes Lademanagement („Social Planner“) für einen Teil der BEV und PHEV modelliert und für PHEV zusätzlich der Wechsel zwischen elektrischem und fossilem Fahren abgebildet. Mögliche weitere Ladestrategien, die räumliche bzw. netzseitige Anforderungen einbeziehen, können im Kontext der hier angewendeten Energiesystemmodellierung nicht betrachtet werden.

Die Oberleitungs-Lkw bzw. der Strombezug durch eine verstärkte Verlagerung des Güterverkehrs auf die Schiene werden entsprechend der in Abschnitt 3.2.3 bzw. Abschnitt 3.2.5 dargestellten Charakteristika durch eine zusätzliche, nicht flexible Stromnachfrage abgebildet.

Zur Abbildung der indirekten Stromnutzung im Straßenverkehr durch den Einsatz von Wasserstoff, welcher über Elektrolyse erzeugt wurde, können auf aggregierter Ebene unterschiedlich ausgelegte Wasserstofftankstellenkonzepte hinterlegt werden. Diese werden durch ein vorgegebenes Wasserstoff-Bedarfsprofil (vgl. Abschnitt 3.3.1), die verfügbare Elektrolyseleistung sowie deren Wirkungsgrad und einen Wasserstoffspeicher charakterisiert. Für das in Abschnitt 6.4.2 betrachtete Wasserstoffscenario für das Jahr 2050 wird unterstellt, dass die Elektrolyseure im Mittel auf 4000 VLS ausgelegt sind, woraus sich bei dem unterstellten Wasserstoffbedarf eine Elektrolyseleistung von 50 GW mit einem Wirkungsgrad für die Wasserstoffherstellungskette bis zum Fahrzeugtank von 60 % ergibt. Zur Flexibilisierung der Wasserstoffproduktion wird ein 120 Stunden Speicher unterstellt.

## 6.4 Ergebnisse der Szenarienrechnungen

### 6.4.1 Interaktion Strom-Verkehr 2025/2035

Zur Analyse des zeitlichen Zusammenspiels aus EE-Stromerzeugung und Stromnachfrage aus dem Verkehrssektor wird zunächst der zeitliche Einsatz von BEV, PHEV und dem unterstellten Oberleitungs-Güterverkehr (hier am Beispiel des OH-Lkw) im Vergleich zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Zeitverlauf graphisch dargestellt (Abbildung 33 bis Abbildung 36). Dabei wurden exemplarische Wochenprofile aus einzelnen PV- und windreichen Tagen zusammengestellt, um die Kompatibilität der unterschiedlichen EE-Einspeisecharakteristika mit dem Ladeverhalten des elektrifizierten Straßenverkehrs bzw. die Anforderungen an Flexibilität beim Strombezug der BEV und PHEV oder an Ausgleichskraftwerke und Speicher deutlich zu machen.

Zur Ermittlung der exemplarischen Wochenprofile wurden für jeden Wochentag ähnliche EE-Einspeisecharakteristika zusammengefasst. Tage mit erhöhter bzw. geringer Windenergie oder PV-Einspeisung werden über die an einem Tag eingespeiste Energiemenge der jeweiligen Technologie gegenüber der jeweils mittleren täglichen Einspeisung charakterisiert<sup>62</sup>. Dargestellt sind für die betrachteten Szenariojahre 2025 und 2035 jeweils die besonders charakteristischen Kombinationen aus erhöhter Windenergie- und gleichzeitig geringer PV-Einspeisung und umgekehrt.

In Ergänzung zur EE-Erzeugung ist jeweils die zeitgleich aufgetretene Basislast (d.h. herkömmliche Last ohne neue Verbraucher), die Differenz aus der Basislast und der EE-Erzeugung (Residuallast) sowie die zugehörige Lade- bzw. Stromnachfragecharakteristik der BEV, PHEV und des Oberleitungs-Güterverkehrs dargestellt. Bei der Stromnachfrage der BEV und PHEV wird in der Darstellung zusätzlich zwischen dem kumulierten Ladeprofil aus gesteuertem und nicht gesteuertem Laden unterschieden (es wurde unterstellt, dass jeweils 40 % der Fahrzeuge nicht zum gesteuerten Laden zur Verfügung stehen). Bei der hier angewendeten Modellierung wird die Flexibilität durch ein gesteuertes Laden der BEV und PHEV zur Minimierung der Kosten des Gesamtsystems eingesetzt. Da keine regionalen Begrenzungen durch z.B. Netzengpässe modelliert werden, ist die wesentliche Führungsgröße im Modell die deutschlandweite Residuallast. Im Kontext der Optimierung des Gesamtsystems wird der Strombezug durch die BEV und PHEV im Rahmen der verfügbaren Ladeleistung und Batteriegroße und unter Beachtung der an den nächsten Tagen zu erfüllenden Fahrprofile so verschoben, dass der Einsatz von teuren fossilen Kraftwerken reduziert wird (d.h. es werden hohe Residuallastwerte vermieden). Weitere systemrelevante Ladestrategien, die sich z.B. aus lokalen Einspeise- bzw. Netzsituationen ergeben, können bei der hier dargestellten deutschlandweiten Modellierung nicht berücksichtigt werden.

Wird zunächst das Profil des nicht gesteuerten Ladens betrachtet, bei welchem die Fahrzeugbatterien direkt nach jeder Fahrt, entsprechend den örtlichen/technischen Gegebenheiten, vollständig geladen werden, so ergibt sich die höchste Ladespitze jeweils gegen Abend. Insbesondere an sonnenreichen Tagen können die nicht gesteuerten BEV und PHEV damit nur ungenügend von der erhöhten PV-

---

<sup>62</sup> Grenze für PV- bzw. windarme Tage: Weniger als 40 % der mittleren täglichen Einspeisung der jeweiligen Technologie. Grenze für PV- bzw. windreiche Tage: Mehr als 60 % der mittleren täglichen Einspeisung der jeweiligen Technologie.

Stromeinspeisung und der damit verbundenen geringeren Residuallast zur Mittagszeit profitieren (Abbildung 33). Die erhöhte Stromnachfrage der BEV und PHEV erfordert in solchen Situationen einen zusätzlichen Einsatz von thermischen Kraftwerken. Im Falle der Möglichkeit des gesteuerten Ladens kann im Szenariojahr 2025 ein Teil der Ladenergie gezielt in die Zeit der höchsten PV-Einspeisung verschoben werden. In Abhängigkeit der regionalen Nähe zwischen PV-Einspeisung und batterieelektrischen Fahrzeugen kann das gesteuerte Ladeverhalten damit potentiell auch die Netzbelastung reduzieren und die EE-Integration erhöhen. Da für 2025 jedoch kaum öffentliche Ladeinfrastruktur bzw. Ladeinfrastruktur am Arbeitsplatz unterstellt wird, ist das Verschiebepotenzial in die Tagstunden, in welchen ein Großteil der Autos nicht zu Hause, sondern z.B. unterwegs ist oder am Arbeitsplatz parkt, noch verhältnismäßig gering. Die höchste Ladespitze des gesteuerten Ladens ergibt sich demnach nachts zur Zeit der niedrigsten Last, wodurch i. A. keine erhöhten Spitzenlasten auftreten.

An windreichen Tagen ist die Residuallast nachts besonders niedrig (geringste Last und im Mittel etwa gleichstarke Windeinspeisung unabhängig von der Tageszeit; Abbildung 34). Bereits das nicht gesteuerte Laden fällt hierdurch in Stunden mit abnehmender Last aber hohen Windenergieeinspeisungen. Durch die Möglichkeit des gesteuerten Ladens, welches in den Nachtstunden auch bei Annahme von ausschließlich privater Ladeinfrastruktur umfangreich zum Einsatz kommen kann, wird die Ladespitze bis in die frühen Morgenstunden verlängert, sodass an windreichen Tagen die niedrige Residuallast bei Nacht durch den Strombezug der BEV und PHEV sehr gut ausgenutzt werden kann.

An Tagen mit geringer Wind- und PV-Einspeisung stehen im Szenariojahr 2025 noch ausreichend fossile Kraftwerkskapazitäten zur Verfügung, die bezogen auf das Gesamtsystem verhältnismäßig geringen Entnahmeleistungen und Energiemengen durch den Verkehrssektor in solchen Situationen leicht abdecken können.

Im Szenariojahr 2035 verschiebt sich das Bild ein wenig. Bei den hier unterstellten 100 GW installierten PV-Anlagen ist die Residuallast an PV-reichen Tagen zur Mittagszeit besonders niedrig (z. T. um mehr als 10 GW im Vergleich zur Residuallast um Mitternacht). Für eine gute Ausnutzung der EE-Einspeisung bzw. der geringen Residuallast nimmt bei hohen PV-Anteilen die Bedeutung der öffentlichen Ladeinfrastruktur, der Ladeinfrastruktur am Arbeitsplatz, sowie der Möglichkeit des gesteuerten Ladens, auch tagsüber zu. Die Simulationsergebnisse, bei welchen die Verfügbarkeit einer solchen öffentlichen Ladeinfrastruktur unterstellt wurde, verdeutlichen dies. Die Optimierung verschiebt die Strommengen des gesteuerten Ladens fast ausschließlich in die Zeiten erhöhter PV-Einspeisung (Abbildung 35). Damit erhöhen die flexibel geladenen BEV und PHEV insbesondere an den Wochenenden, an welchen bei einer geringen Basislast für einige Stunden eine negative Residuallast vorliegt, die Integrationsmöglichkeiten der PV-Einspeisung. An windreichen und gleichzeitig PV-schwachen Tagen liegt die Residuallast durchgehend auf einem sehr niedrigen Niveau (Abbildung 36). Diese erreicht sowohl in den Nachtstunden bei geringer Last und gleichzeitig hoher Windeinspeisung, aber ebenso in den Tagstunden, in welchen die Summe aus Wind und verbleibende PV-Einspeisung die Residuallast reduziert, ihre Minima. An windstarken Tagen ist der Strombezug der

gesteuerten BEV und PHEV damit insgesamt gleichmäßiger verteilt als an PV-reichen Tagen und erreicht seine Ladespitzen mittags und nachts in den Zeiten der niedrigsten Residuallast.

Der direkte Strombezug des Güterverkehrs (hier am Beispiel des Oberleitungs-Lkw) weist zwar bei der betrachteten Hybridisierungsvariante mit Dieselmotor nur sehr geringes Flexibilitätspotenzial (Möglichkeit des Lastabwurfs), aufgrund des Tagesprofils jedoch eine gute Korrelation zur PV-Einspeisung auf, sodass sich das Profil der Oberleitungs-Lkw insbesondere an PV-reichen Tagen gut in das Gesamtsystem einfügt. An Tagen mit geringer EE-Einspeisung wird zur Versorgung des unflexiblen Strombezugs des Güterverkehrs in diesem Szenario eine erhöhte Stromerzeugung von Ausgleichskraftwerken benötigt. Bei vergleichsweise geringen Strommengen durch den Oberleitungs-Güterverkehr in den Übergangsjahren 2025 und 2035 ist dies durch den hier unterstellten fossilen Kraftwerkspark möglich. Zusätzlich wäre es bei fortschreitend positiver Entwicklung der Batterietechnologie denkbar, dass Oberleitungs-Lkw als Batterie-Hybride ausgelegt werden. Dies hätte den Vorteil, dass auch die „letzte Meile“ abseits der Autobahn emissionsfrei zurückgelegt werden könnte und diese Fahrzeuge ihren Stromverbrauch zudem in gewissem Maße flexibilisieren könnten.

Geht man davon aus, dass anstelle einer Einführung des OH-Lkw eine verstärkte Verlagerung des Güterverkehrs auf die Schiene stattfindet, so kann aufgrund einer höheren Effizienz des Schienenverkehrs der Strombedarf des Verkehrssektors reduziert werden. Gleichzeitig ist davon auszugehen, dass das Strombezugsprofil des Schienenverkehrs eine geringer ausgeprägte Tagescharakteristik aufweist. Gegenüber dem unterstellten Summenprofil für Oberleistungs-Lkw würden sich hieraus insbesondere an windstarken Tagen Vorteile für die Stromversorgung des O-Schienenverkehrs ergeben. Einspeisespitzen in einem PV-reichen Szenario könnten dagegen weniger gut integriert werden. Auf der anderen Seite besteht ein Vorteil des Oberleitungs-Lkw gegenüber der Schiene darin, dass für die zusätzliche Stromnachfrage aufgrund der hybriden Technologie keine zusätzlichen thermischen Kraftwerke zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit gebaut werden müssen (Diesel- bzw. Batterie-Antrieb in Höchstlastsituationen).

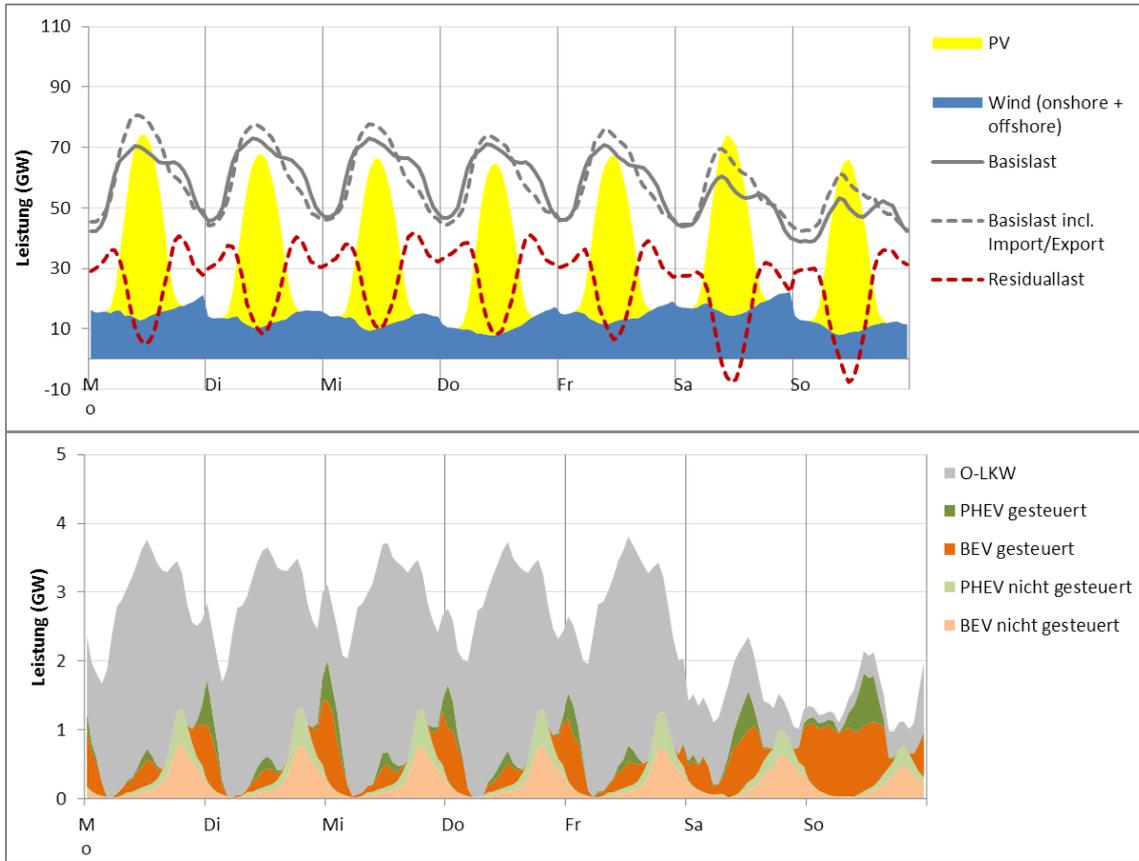


Abbildung 33: Ladeverhalten und EE-Einspeisung PV-reiche Tage 2025

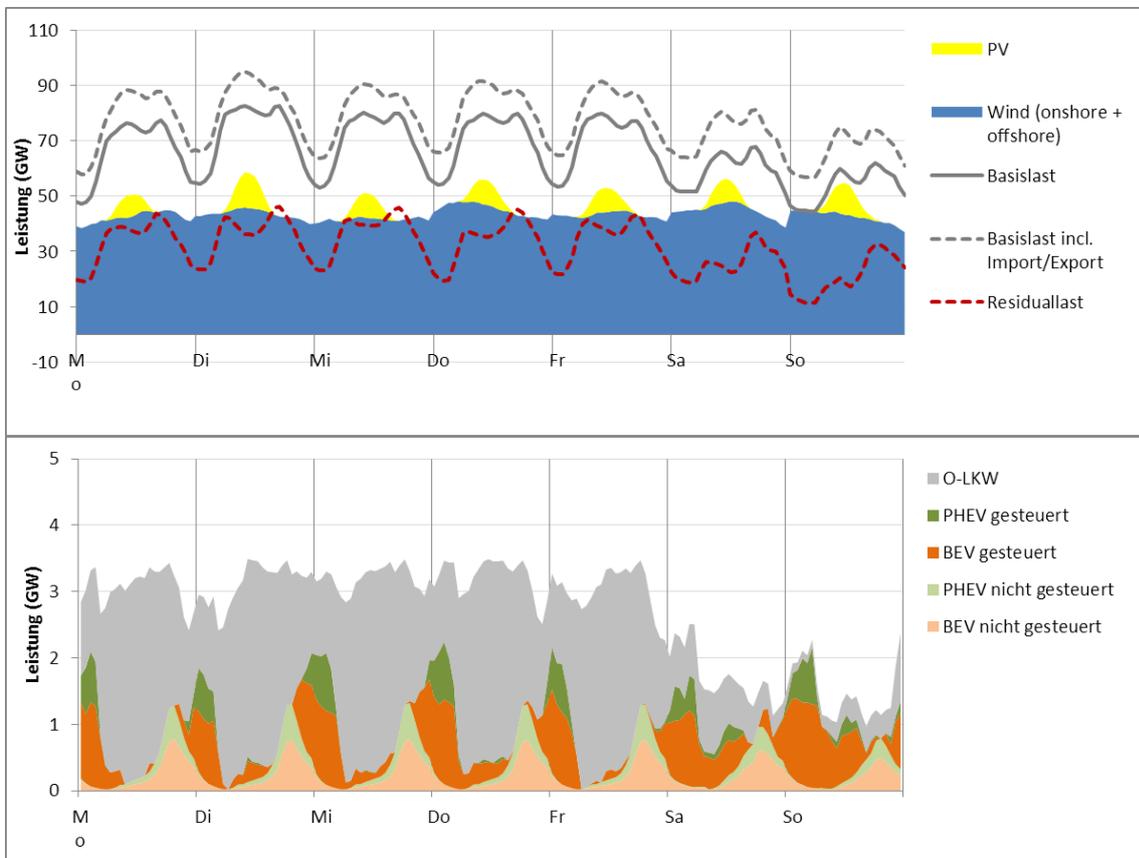
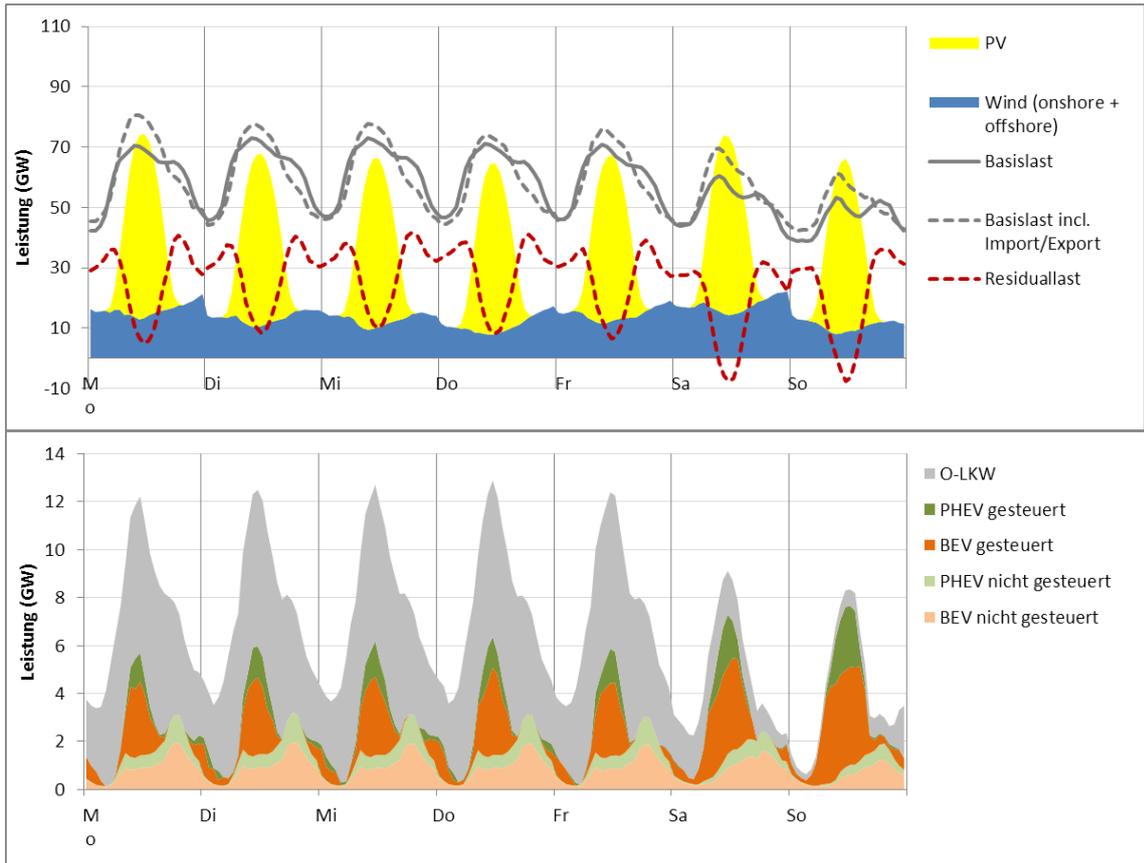
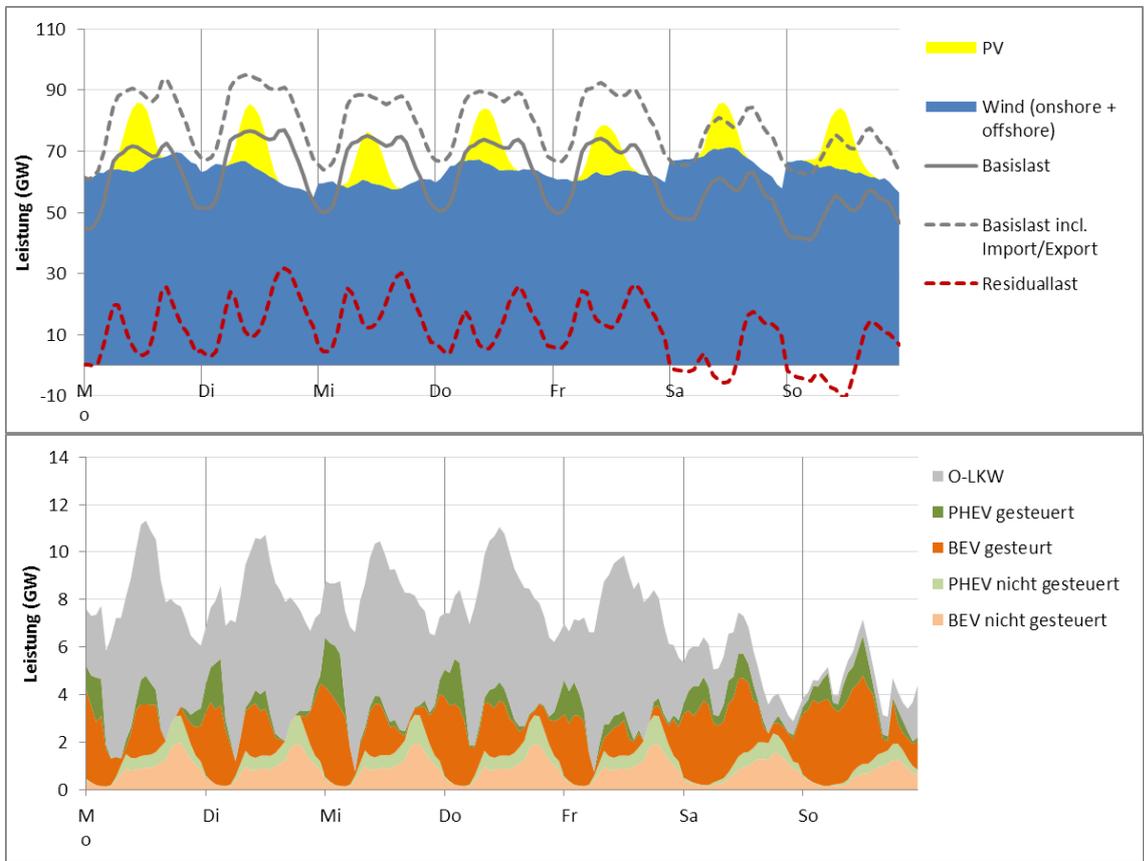


Abbildung 34: Ladeverhalten und EE-Einspeisung windreiche Tage 2025



**Abbildung 35: Ladeverhalten und EE-Einspeisung PV-reiche Tage 2035**



**Abbildung 36: Ladeverhalten und EE-Einspeisung windreiche Tage 2035**

Das Zusammenspiel zwischen PV- und Windenergieeinspeisung sowie dem Strombezug des gesteuerten und ungesteuerten Ladens der BEV und PHEV wird auch anhand der EE-Anteile für den jeweiligen Strombezug deutlich (siehe auch Tabelle 21). Im Szenariojahr 2025 beträgt der Anteil des EE-Stroms an der gesamten Stromerzeugung im Mittel etwas mehr als 48 %. In den Stunden, in denen die nicht gesteuerten BEV und PHEV Strom beziehen, liegt der EE-Anteil im Mittel bei gut 43 %. Der Strombezug des gesteuerten Ladens erzielt im Gegensatz dazu einen EE-Anteil von 54 %. Das Profil der nicht steuerbaren Oberleitungs-Lkw fügt sich bezüglich des EE-Anteils etwas besser in den Stromerzeugungsmix ein als das der unregulierten BEV und PHEV und erreicht einen EE-Anteil von gut 46 %.

Im betrachteten Szenario für 2035 steigt der EE-Anteil der Stromerzeugung insgesamt auf 62 %. Dementsprechend ergeben sich auch höhere EE-Anteile für den Strombezug der BEV und PHEV (etwa 58 % beim nicht gesteuerten, und 71 % beim gesteuerten Laden). Dadurch, dass 2035 gegenüber 2025 eine erhöhte Verfügbarkeit von öffentlicher Ladeinfrastruktur unterstellt wurde, was eine erhöhte Ausnutzung der PV-Einspeisung zur Mittagszeit ermöglicht, können bezüglich des EE-Anteils des Ladestroms zunehmende Vorteile des gesteuerten Ladens gegenüber dem nicht gesteuerten Laden erzielt werden.

Dieser Aspekt wird besonders deutlich, wenn der EE-Anteil für das Sommer- und Winterhalbjahr separat ausgewertet wird. Generell ist der EE-Anteil im Sommerhalbjahr etwas höher als im Winterhalbjahr (2025: 49 % ggü 47,5 %; 2035: 65 % ggü 59,5 %). Auf den Strombezug des gesteuerten Ladens wirkt sich dieser Vorteil jedoch erst im Jahr 2035 unter der Annahme der öffentlichen Ladeinfrastruktur aus (EE-Anteil BEV/PHEV 75 % im Sommer ggü 67 % im Winter). Im Jahr 2025, in welchem aufgrund der Annahme, dass überwiegend im privaten Raum geladen wird, ein Strombezug insbesondere in den Abend- und Nachtstunden erfolgt, liegt der EE-Anteil des BEV- und PHEV-Strombezugs im Sommer dagegen leicht unterhalb des EE-Anteils im Winter.

**Tabelle 21: EE-Anteile der Stromerzeugung sowie des Strombezugs durch BEV und PHEV**

	<b>Strom- erzeugung</b>	<b>OH-Lkw</b>	<b>BEV nicht gesteuert</b>	<b>BEV gesteuert</b>	<b>BEV gesamt</b>	<b>PHEV nicht gesteuert</b>	<b>PHEV gesteuert</b>	<b>PHEV gesamt</b>
<b>2025</b>	48,4 %	46,4 %	43,3 %	54,0 %	49,7 %	43,4 %	54,4 %	50,0 %
<b>2035</b>	62,0 %	58,9 %	57,8 %	71,1 %	65,8 %	58,3 %	70,4 %	65,6 %

Für die dargestellten Ergebnisse spielt die Ladestrategie der BEV und PHEV eine entscheidende Rolle. Während die hier durchgeführte Strommarktmodellierung die grenzkostenminimale Deckung der deutschlandweiten Last („Kupferplatte Deutschland“) als Zielgröße verfolgt, und damit auch die Flexibilität der BEV und PHEV zur bestmöglichen Erfüllung dieses Ziels nutzt, werden andere Ladestrategien hier nicht berücksichtigt. Die Möglichkeit der Anpassung des Ladeverhaltens an die EE-Einspeisung macht jedoch das prinzipielle Flexibilitätspotenzial des BEV/PHEV-Fahrzeugparks deutlich. Unter Berücksichtigung von lokalen bzw. netztechnischen Restriktionen, kann die hier aufgezeigte Flexibilität auch gezielt für diese Belange eingesetzt werden. So wird z.B. in [Linssen et

al. 2012] für zwei Szenariorechnungen (2020 und 2030) anhand einer detaillierten Modellierung des deutschen Übertragungsnetzes sowie anhand von exemplarischer Analysen für das Verteilnetz die Wirkung von gesteuertem Laden von E-Kfz auf Netzengpässe untersucht. Die Autoren der Studie kommen zu dem Schluss, dass durch ein gesteuertes Laden (insbesondere ein gezieltes Nachladen) die Aufnahmefähigkeit von Windenergie im Übertragungsnetz 2030 um mehrere Prozent erhöht werden kann. In den betrachteten Verteilnetzsträngen führt insbesondere eine Verschiebung des Ladestrombezugs weg von den Spitzenlastzeiten sowie zusätzlich eine gleichmäßige Verteilung der Ladevorgänge von BEV bzw. PHEV zu der Möglichkeit einer erhöhten Durchdringung von E-Kfz. Solche Ladestrategien führen vermutlich zu geringeren, als die oben ausgewiesenen EE-Anteile für den Ladestrom, erfüllen jedoch andere system- bzw. netzdienliche Anforderungen. Umfassende Smart-Grid-Konzepte können in Zukunft dazu beitragen, die verschiedenen Anforderungen zu berücksichtigen und so die verfügbare Flexibilität der BEV und PHEV situationsabhängig auszunutzen.

#### **6.4.2 Interaktion Strom-Verkehr 2050**

Für die Modellierung des Energiesystems bis zum Jahr 2035 im vorangegangenen Abschnitt wurde zum Zwecke der Komplexitätsreduktion ein einheitlicher technologischer Entwicklungspfad im Verkehrssektor unterstellt. Dieser sieht einen Mix aus verschiedenen alternativen Antriebstechnologien vor, die sukzessive den Strombedarf des Verkehrssektors erhöhen. Bei sehr hoher Durchdringung mit alternativen Antrieben, wie sie für das Jahr 2050 zur Erreichung der THG-Minderungsziele erforderlich ist, spielt hingegen das zeitliche Profil des verkehrlichen Strombezugs eine zentrale Rolle, das entscheidend von den verwendeten Antriebstechnologien abhängt. Zur Darstellung der zu erwartenden Interaktion zwischen Strom- und Verkehrssektor in einem sektorübergreifenden Zielszenario zur Erreichung einer Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen um 80 % ggü. 1990 werden daher für 2050 zwei mögliche Ausgestaltungsvarianten für den Verkehrssektor vergleichend betrachtet: eine Variante mit einem hohen Anteil batterieelektrischer und oberleitungsgetriebener Fahrzeuge sowie eine zweite Variante mit einem signifikanten Anteil von Brennstoffzellenfahrzeugen, dafür aber ohne Oberleitungsfahrzeuge (siehe Tabelle 15). Die Annahmen für die Verkehrsszenarien (BEV/O und H<sub>2</sub>-FCEV) werden, wie in Abschnitt 6.1 eingeführt verwendet und deren Wechselwirkungen mit der Stromversorgung mit Hilfe der in Abschnitt 6.3 beschriebenen sektorübergreifenden Zubauoptimierung untersucht.

#### **Energiemengen und CO<sub>2</sub>-Emissionen**

Die installierten Stromerzeugungsleistungen und Energiemengen sowie die Zusammensetzung des Stromverbrauchs für die Zielszenarien wurden mengenmäßig bereits in Abschnitt 6.2 dargestellt.

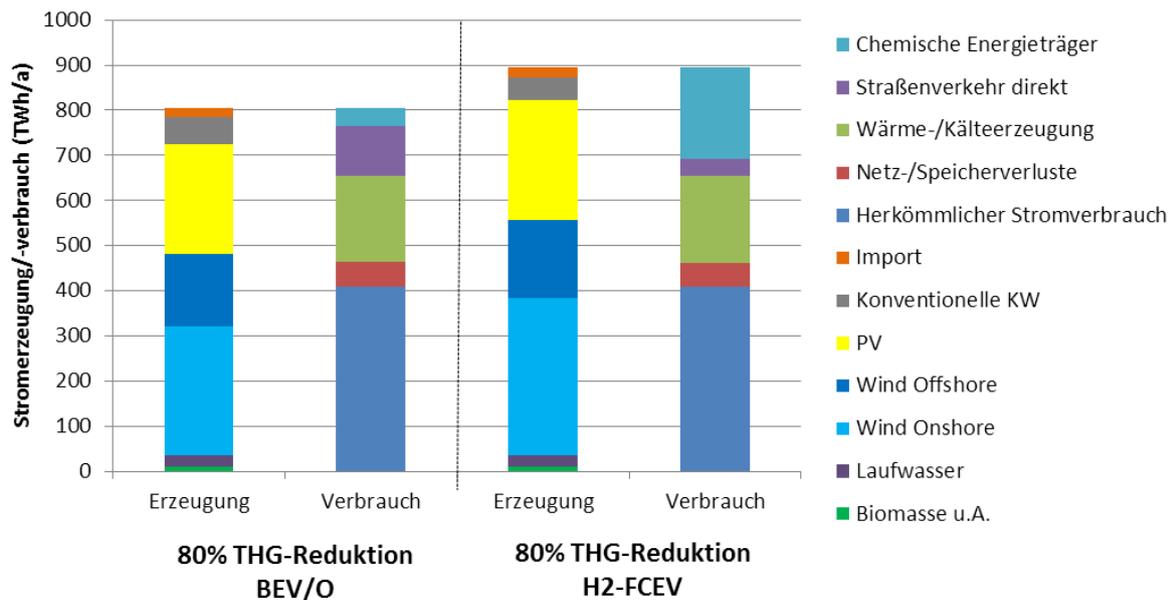
Die Abbildung 37 stellt zunächst die Zusammensetzung der Stromerzeugung sowie des Strombedarfs in den Zielszenarien für die Verkehrsvarianten BEV/O und H<sub>2</sub>-FCEV vergleichend dar (die zugehörigen EE-Erzeugungsleistungen sind in Abschnitt 6.2, Abbildung 30 dargestellt). Über alle Sektoren liegt bei der Systemoptimierung das europaweite Ziel einer Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen um 80 % gegenüber 1990 zugrunde, wobei Deutschland aufgrund von verhältnismäßig günstigen CO<sub>2</sub>-Vermeidungsoptionen in der kostenminimalen Systemoptimierung zu Gunsten anderer europäischer Länder sein Ziel mit 83 % leicht übererfüllt.

Insgesamt ergibt sich für das Zielszenario BEV/O, welches auf eine CO<sub>2</sub>-Reduktion um 83 % in Deutschland ausgelegt ist, ein Strombedarf von gut 800 TWh/a. Davon werden etwa 700 TWh durch PV sowie wind on- und offshore Windenergieanlagen bereitgestellt (vgl. Abbildung 37). Auf der Nachfrageseite entfallen nur gut 400 TWh auf die herkömmlichen Stromverbraucher und zusätzlich etwa 45 TWh auf Netzverluste. Darüber hinaus spielt die Stromnachfrage für den Wärmesektor mit 176 TWh eine entscheidende Rolle. Zur Realisierung einer effizienten und klimafreundlichen Wärmeversorgung werden im großen Maßstab Power-to-Heat (PtH) und Wärmepumpenanwendungen in der Industrie sowie im Bereich Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) und privaten Haushalten eingesetzt. Ein weiterer kleinerer Beitrag (13 TWh) entfällt auf die stationäre Klimatisierung. Der Straßenverkehr generiert entsprechend des hinterlegten Szenarios, welches im Individualverkehr eine hohe Durchdringung von BEV und PHEV annimmt und im Güterfernverkehr den Einsatz von Oberleitungs-Güterverkehr unterstellt, eine zusätzliche direkte Stromnachfrage von 111 TWh. Zur kostenminimalen Erreichung der Klimaziele sowie für einen Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch setzt die Optimierung darüber hinaus Kurzzeitspeicher (stationäre Batteriespeicher 32 GW mit 50 TWh Einspeicherung) und PtG-Anlagen (15 GW mit 40 TWh Stromaufnahme) ein.

Für das Zielszenario H<sub>2</sub>-FCEV fällt die Stromnachfrage zur Erfüllung der gleichen CO<sub>2</sub>-Grenze insgesamt knapp 100 TWh höher aus (siehe Abbildung 37). Während die Stromverbräuche der herkömmlichen Verbraucher, im Wärme-/Kältesektor und durch Netzverluste identische angenommen wurden, ist dies insbesondere auf den höheren Strombedarf des Verkehrssektors zurückzuführen. In dieser Szenariovariante wird zwar eine geringere Durchdringung von BEV und PHEV im Individualverkehr sowie kein Einsatz von Oberleitungs-Lkw unterstellt. Stattdessen wird jedoch ein Einsatz von Brennstoffzellenfahrzeugen im Bereich der PKW und LNF sowie im LKW-Verkehr angenommen (vgl. auch Abbildung 29) für welche 121 TWh Wasserstoff veranschlagt werden. Durch diese Annahmen zum Verkehrssektor reduziert sich der direkte Stromeinsatz im Straßenverkehr auf 38 TWh/a. Der indirekte Einsatz von Strom zur Herstellung des benötigten Wasserstoffs über den Elektrolyseprozess steigt jedoch auf 204 TWh/a (Wirkungsgrad Wasserstoffherstellung 60 %). Damit beträgt der Strombedarf zur Versorgung des Straßenverkehrs (direkt und indirekt) insgesamt 240 TWh gegenüber 111 TWh direkten Strombedarf in der BEV/O Szenariovariante (vgl. auch Abbildung 42<sup>63</sup>). Gedeckt wird der zusätzliche Strombedarf, der insbesondere auf die Umwandlungsverluste der Wasserstoffherstellung zurückzuführen ist, insbesondere durch einen weiteren Ausbau der Windenergie an Land und auf See sowie zu geringeren Anteilen auch durch zusätzliche PV-Anlagen.

---

<sup>63</sup> Aufgrund methodischer Änderungen in der Simulation der des Straßenverkehrs ergeben sich leichte Abweichungen zwischen den hier dargestellten Ergebnissen der Energiesystemmodellierung und den in Tabelle 20 beschriebenen Rahmendaten der zukünftigen Verkehrsszenarien.



**Abbildung 37: Stromerzeugung und Stromverbrauch für zwei 80 %-THG-Reduktionszenarien für Deutschland mit unterschiedlichen Annahmen für den Verkehrssektor: a) BEV/O und b) H<sub>2</sub>-FCEV**

### Flexibilitätspotenziale im Stromsektor und Möglichkeiten der EE-Integration durch den Verkehrssektor

Generell werden zur Realisierung der hier dargestellten Energieszenarien mit einer installierten Stromerzeugungsleistung auf Basis fluktuierende erneuerbaren Energien in einer Größenordnung von 430 bis 480 GW enorme Flexibilisierungsmaßnahmen benötigt, um Stromerzeugung und –verbrauch zu jedem Zeitpunkt überein zu bringen. Daher wurden für den konventionellen Kraftwerkspark hohe Flexibilitätsstandards<sup>64</sup> unterstellt und auch für den zusätzlichen Strombedarf aus dem Wärmesektor ein gezielter Einsatz im Lastmanagement angenommen<sup>65</sup>.

Während das BEV/O und das H<sub>2</sub>-FCEV-Szenario in den oben genannten Flexibilitätsparametern identisch sind, unterscheidet sich deren Flexibilitätspotenziale durch den Verkehrssektor, was sich wiederum in unterschiedlichen verbleibenden Bedarfen für zusätzliche Stromspeicher aber auch in unterschiedlichen Anforderungen an die Strom-, Erdgas- und Wasserstoffinfrastruktur niederschlägt.

Im Vergleich zwischen BEV/O und H<sub>2</sub>-FCEV Szenario fällt diesbezüglich auf, dass im Wasserstoff-szenario keine vom System frei zubaubaren Power-to-Gas (PtG)-Anlagen (hier modelliert als eine Kombination aus Elektrolyse und Methanisierung zur Verdrängung von fossilem Erdgas) eingesetzt werden und ebenfalls die Speicherverluste und damit auch der Einsatz der Kurzzeitspeicher geringer

<sup>64</sup> Neben flexiblen GuD und Gasturbinen zur Spitzenlastdeckung wurden auch die KWK-Kraftwerke durch Annahme eines Gaskessels und einer elektrischen Heizpatrone äußerst flexibel ausgelegt, sodass diese Strom und Wärmeerzeugung weitestgehend entkoppeln können

<sup>65</sup> Es wird unterstellt, dass die modellierten Wärme-/Kälteanwendungen über ein gewisses zeitliches Verschiebepotenzial verfügen und im Falle der PtH-Anwendungen außerdem bivalent ausgelegt sind, sodass die zusätzlichen Nachfrager aus dem Wärmesektor einen signifikanten Beitrag zur EE-Integration in dem hier betrachteten Szenario leisten.

ausfallen. Dies ist insbesondere auf die erhöhten Flexibilitätspotenziale der Wasserstoffherstellung zurückzuführen, die dem System durch das vorgegebene Verkehrsszenario zur Verfügung stehen. Im Wasserstoffscenario übernimmt der Verkehrssektor somit eine erhöhte Flexibilitätswfunktion und verringert damit den Flexibilitätswbedarf, der durch zusätzliche Speicher im Stromsektor bereitgestellt werden muss. So werden in der Szenariovariante BEV/O 34 GW stationäre Batteriespeicher und 15 GW PtG-Methan-Anlagen benötigt, während im Wasserstoffscenario durch die Zubauoptimierung nur etwa 22 GW stationäre Batteriespeicher und keine PtG-Methan-Anlagen vorgesehen werden. Stattdessen sind auf Seiten des Verkehrssektors etwa 50 GW Elektrolyseleistung (PtG-H<sub>2</sub>-Anlagen) im Einsatz, die bei einem optimierten Betrieb ein erhöhtes Flexibilitätswpotenzial für das Gesamtsystem darstellen (siehe auch Tabelle 22).

**Tabelle 22: Flexibilität durch stationäre Speicher in den Zielszenarien**

	<b>PtG-H<sub>2</sub>-Anlagen für den Verkehrssektor</b> (exogen vorgegebene Leistung)	<b>PtG-Methan-Anlagen</b> (freier Zubau auf Basis von Vollkosten durch die Optimierung)	<b>Stationäre Batteriespeicher</b> (freier Zubau auf Basis von Vollkosten durch die Optimierung)
<b>Zielszenario BEV/O</b>	0 GW	15 GW	32 GW
<b>Zielszenario H<sub>2</sub>-FCEV</b>	50 GW	0 GW	22 GW

Um das Flexibilitätswpotenzial genauer darzustellen, das durch gesteuertes BEV-PHEV-Laden erschlossen werden kann, wurden die zeitlich aufgelösten Daten der Systemsimulation verschiedener EE-Einspeisecharakteristika<sup>66</sup> gegenübergestellt (siehe Abbildung 38 und Abbildung 39). Anhand einer quantitativen Auswertung des Strombezugs aus dem Verkehrssektor an den jeweils typischen EE-Einspeisetagen gegenüber dem Jahresdurchschnitt kann das Potenzial zur Verschiebung des Strombezugs und der damit abgerufenen Ausgleichseffekte für das Gesamtsystem zusätzlich quantitativ eingeordnet werden. Die Tabelle 23 fasst die Auswertungen hierzu zusammen. Während der unregelmäßige Anteil der BEV und PHEV unabhängig vom EE-Einspeiseprofil einen durchschnittlichen Strombedarf aufweist, nimmt die Ladeenergie der BEV und PHEV an Tagen mit erhöhter Windenergieeinspeisung gegenüber der mittleren täglichen Ladeenergie typischerweise um etwa 20 % zu. An Tagen mit wenig Wind und gleichzeitig wenig PV-Einspeisung nimmt der Strombezug dagegen um 15 % ab. Das gesteuerte Laden eines BEV und PHEV kann damit zu einer Profilanpassung zwischen Last und EE-Einspeisung innerhalb eines Tages beitragen, im Gesamtkonglomerat ergeben sich darüber hinaus Effekte, bei denen sich auch Ausgleichsmöglichkeiten über Tage ergeben. Die Stromnachfrage, die nicht in Zeiten mit ausreichend EE-Erzeugung verschoben werden kann, wird durch die in den Szenarien ebenfalls verfügbaren KWK-, GuD- und Gasturbinenkraftwerke sowie durch eine Auspeicherung der Batteriespeicher und einen Stromaustausch mit dem europäischen Ausland gedeckt (siehe auch Abbildung 40).

<sup>66</sup> erhöhte/geringe PV- bzw. Windeinspeisung

Auch in dieser Analyse wird das besondere Flexibilitätspotenzial der Wasserstoffbereitstellung für den Verkehrssektor deutlich. Unter Annahme eines Mehrtagespeichers (120 h) zur Flexibilisierung der Wasserstoffherstellung wird an windstarken Tagen der Strombezug durch die Elektrolyse um knapp 80 % gegenüber einem durchschnittlichen Tag erhöht und an Tagen mit geringer EE-Einspeisung auf etwas mehr als 30 % reduziert.

**Tabelle 23: Strombezug durch gesteuertes Laden von BEV, PHEV und Elektrolysesysteme für den Verkehrssektor (in % des mittleren täglichen Strombezugs)**

	<b>BEV gesteuert</b>	<b>PHEV gesteuert</b>	<b>Elektrolyse</b>
<b>viel PV + wenig Wind</b>	100 %	101 %	89 %
<b>wenig PV + viel Wind</b>	120 %	117 %	179 %
<b>wenig PV + wenig Wind</b>	85 %	85 %	33 %

Das Flexibilitätspotenzial der verschiedenen Schnittstellen zwischen Verkehrs- und Stromsektor und die damit verbundenen Möglichkeiten der EE-Integration bzw. der prioritären Stromaufnahme zu Zeiten mit besonders hoher EE-Einspeisung spiegeln sich ebenfalls im EE-Anteil des jeweiligen Strombezugs wider. Bei einem EE-Anteil der Stromerzeugung von insgesamt etwa 91 % (EE-Stromerzeugung bezogen auf Stromerzeugung gesamt in der Szenariovariante BEV/O) erreicht der unregelmäßige Einsatz der BEV und PHEV einen EE-Anteil von gut 88 %. Durch ein gesteuertes Laden kann der EE-Anteil leicht auf etwa 94 % erhöht werden und liegt damit über dem mittleren EE-Anteil der Stromerzeugung. Im Wasserstoffscenario, in welchem der EE-Anteil der Stromerzeugung aufgrund des erhöhten EE-Ausbaus generell etwa 1 % höher ist, erreicht der optimierte Einsatz der Elektrolyse durch höhere Freiheitsgrade aufgrund des größeren Speichers einen EE-Anteil von gut 96 %.

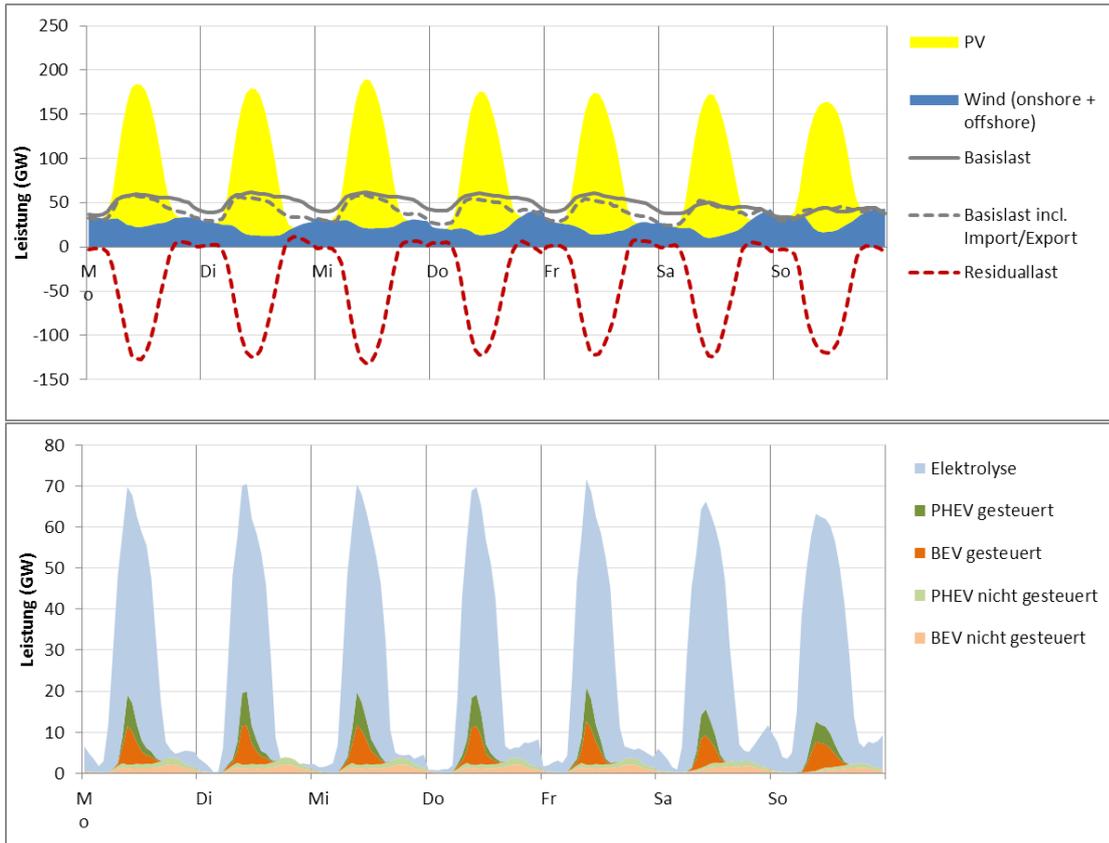


Abbildung 38: Ladeverhalten und EE-Einspeisung PV-reichen Tage 2050 (Wasserstoffszenario)

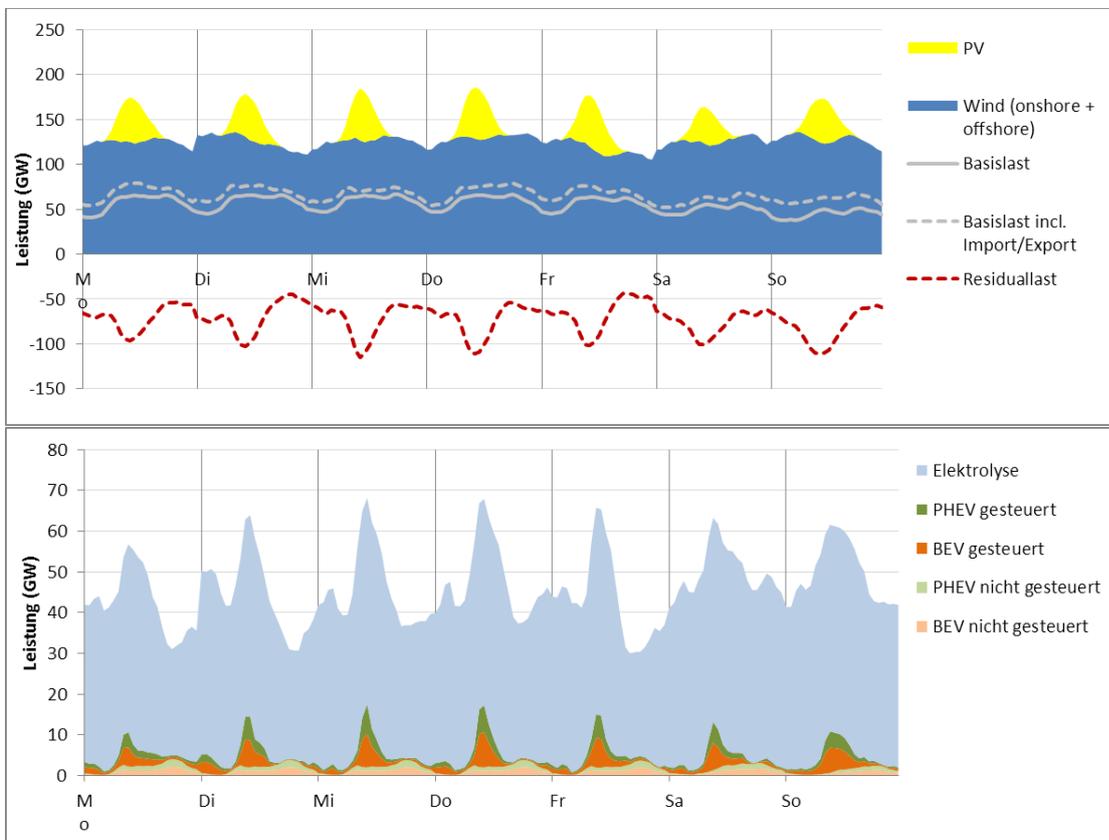


Abbildung 39: Ladeverhalten und EE-Einspeisung windreiche Tage 2050 (Wasserstoffszenario)

### **Sensitivität: kein gesteuertes Laden bei BEV und PHEV**

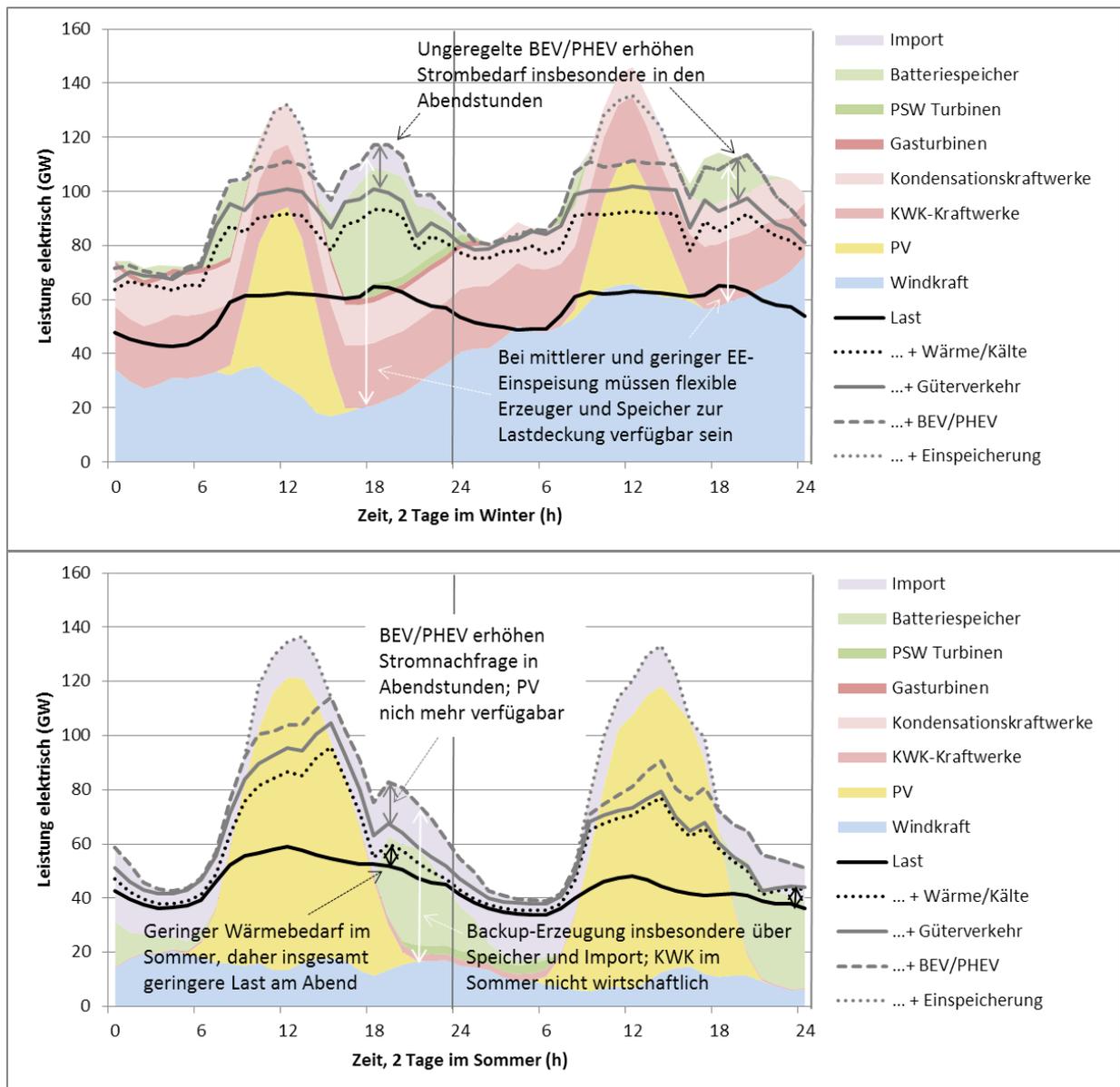
Aufgrund von Vereinfachungen bei der Modellierung der BEV und PHEV im Kontext des Gesamtsystems sowie der Frage der Benutzerakzeptanz eines späteren Ladens auf die Gefahr hin, dass für spontane Fahrten keine vollständig geladene Batterie zur Verfügung steht, findet ggf. eine Überschätzung der Flexibilitätspotenzial durch BEV und PHEV statt. Außerdem liegt der Modellierung die Annahme einer perfekten Voraussicht für EE-Einspeisung und Last für ein ganzes Jahr zugrunde. Unter realen Bedingungen sind diese Prognosen mit Unsicherheiten behaftet und können im Falle der EE-Einspeisung nur einige Tage im Voraus zuverlässig erfolgen, sodass durch geringere Planungshorizonte und Unsicherheiten in den Prognosen die tatsächlich nutzbare Flexibilität des Verkehrssektors etwas geringer ausfallen wird.

Um vor diesem Hintergrund die Tragweite einer unteren Flexibilitätsannahme abschätzen zu können, werden im Folgenden die Ergebnisse einer Sensitivitätsrechnung, bei welcher 100 % aller BEV und PHEV unflexibel abgebildet werden, dargestellt. Zum Vergleich: in den zuvor analysierten Szenarien waren stets 60 % der BEV und PHEV flexibel und 40 % unflexibel abgebildet.

Auf den Stromerzeugungsmix bzw. den Strombedarf des Gesamtsystems hat die Annahme des ausschließlich ungesteuerten Ladens der BEV und PHEV nur einen geringen Einfluss. Auf Seiten der erneuerbaren Stromerzeugung werden lediglich 1,5 GW zusätzliche Windkraftanlagen eingesetzt.

Bei den durch das System eingesetzten Energiespeichern macht sich die fehlende Flexibilität dagegen deutlich bemerkbar. Während in der Basisrechnung knapp 32 GW Batteriespeicher (8h-Speicher) eingesetzt wurden, steigt die eingesetzte Speicherleistung bei fehlender Flexibilität der BEV und PHEV in diesem Beispielszenario auf knapp 43 GW. Zur Abdeckung der Ladespitzen zu Zeiten einer geringeren EE-Einspeisung werden weiterhin 2 GW zusätzlich Gasturbinen vorgesehen. Auf den mit den zusätzlichen Speicherleistungen verbundenen Speichereinsatz und den damit verbundenen Speicherverlusten ist auch der leicht erhöhte Energiebedarf (knapp 4 TWh/a) dieser Sensitivität zurückzuführen. Die zusätzlichen Kurzzeitspeicher und Spitzenlastkraftwerke werden insbesondere zur Deckung der unflexiblen Stromnachfrage aus dem Verkehrssektor bei geringer EE-Einspeisung benötigt. Die Abbildung 40 stellt die Lastdeckung durch Ausgleichskraftwerke und Speicher exemplarisch für eine Situation im Winter und Sommer dar. Während im Winter insbesondere KWK-Kraftwerke zur Lastdeckung bei geringer EE-Einspeisung beitragen, stehen diese im Sommer nicht zur Verfügung. Hier wird die Residuallast durch die zusätzlichen Kurzzeitspeicher und Importen aus dem europäischen Ausland gedeckt.

Die fehlende Flexibilität des Verkehrssektors macht sich weiterhin im EE-Anteil des Ladestroms bemerkbar. Während der EE-Anteil der Stromerzeugung insgesamt nicht beeinflusst wird, fällt der EE-Anteil des Strombezugs aus dem Verkehrssektor mit gut 85 % gegenüber 92 % im Basisszenario etwas geringer aus.



**Abbildung 40: Lastdeckung bei besonders geringer EE-Einspeisung für eine Situation im Winter (oben) und im Sommer (unten)**

### Implikationen für das Stromnetz

Zusätzlich zu den bisher dargestellten deutschlandweiten Analysen zum Zusammenspiel von Elektromobilität sowie Wasserstoffherzeugung mit der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ist eine räumlich differenzierte und damit insbesondere netzseitige Sicht auf die Herausforderungen und Möglichkeiten der Schnittstellen zwischen Verkehrs- und Stromsektor von Bedeutung. Da die bisher dargestellten Analysen nicht auf räumlich aufgelösten Modellrechnungen beruhen, können zu dieser Fragestellung auf dieser Basis keine quantitativen Aussagen abgeleitet werden. An dieser Stelle wird jedoch auf ergänzende Analysen aus anderen Untersuchungen zurückgegriffen, um eine qualitative Einschätzung geben zu können, die z. T. auf die hier betrachteten Szenarien übertragen werden können.

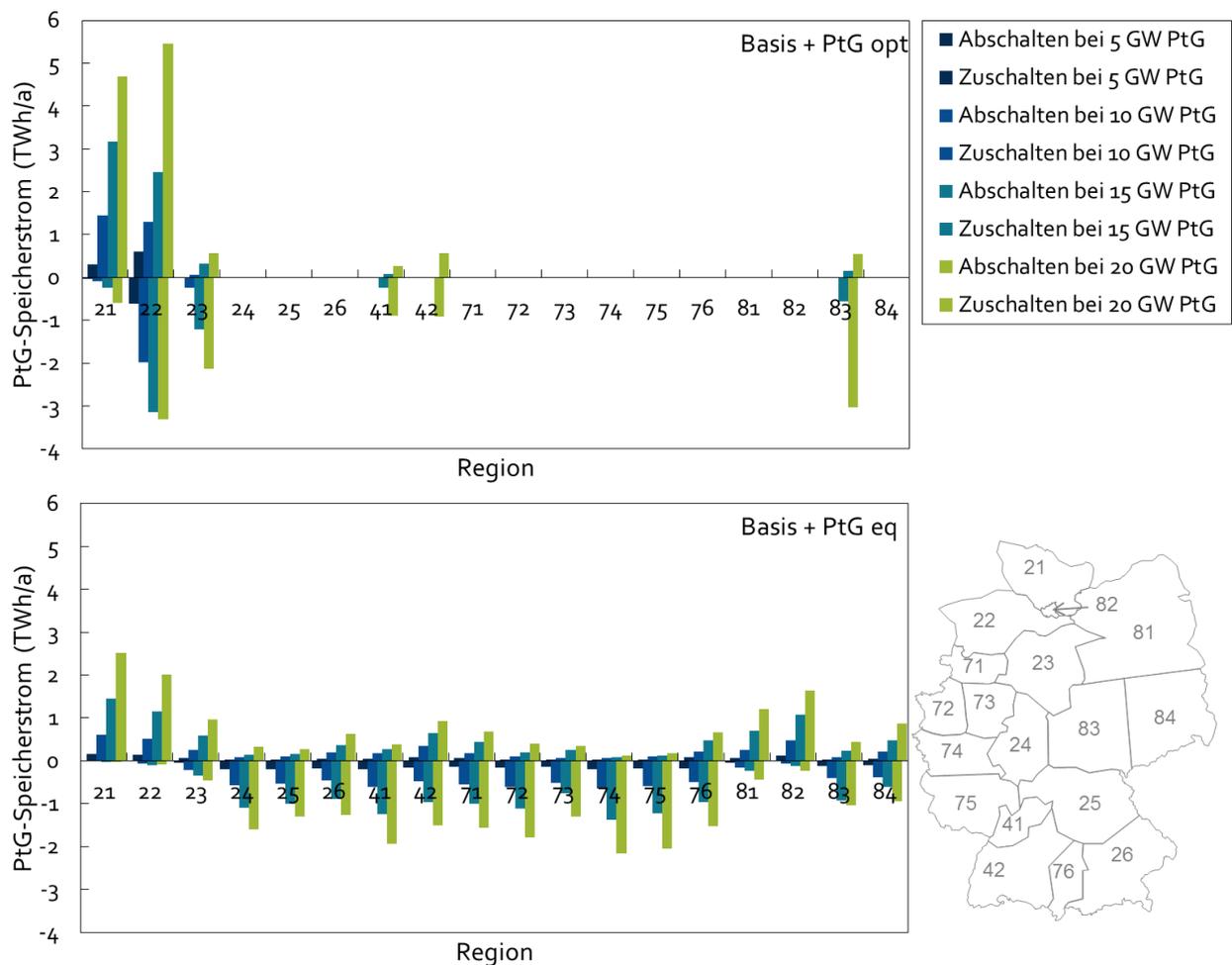
a) Einfluss der Wasserstoffherzeugung auf den Netzausbaubedarf (insbesondere Übertragungsnetz)

So wurde z.B. in [Jentsch 2014] die Bedeutung einer räumlichen Verteilung (d.h. aus Sicht des Übertragungsnetzes) von Power-to-Gas (PtG)-Anlagen für eine möglichst vollständige Nutzung von Stromüberschüssen bei einem gegebenen Netzausbau am Beispiel eines 85 %-EE-Stromversorgungsszenarios untersucht.

Das analysierte Szenario beruht auf dem Szenariorahmen der BMU-Leiststudie 2011 [DLR et al. 2012] und weist ggü den hier zuvor dargestellten sektorübergreifenden Szenariorechnungen eine deutlich geringere Stromnachfrage auf (Endenergieverbrauch Strom (ohne Verluste und ohne Strom für Elektrolyse) 399 TWh/a versus 724 TWh/a). Dies ist einerseits auf erhöhte Anteile von Biomasse und Solarthermie und ein erhöhtes Emissionsbudget zurückzuführen und andererseits auf eine geringere Elektrifizierung der Sektoren Wärme und Verkehr sowie darauf, dass diese Sektoren modelltechnisch in dieser Analyse nicht im Vordergrund stehen und daher auch nicht vollständig abgebildet sind. In diesem Szenario, in welchem bei einem vergleichbaren EE-Anteil deutlich geringere erneuerbare Stromerzeugungsleistungen (insbesondere von PV) vorgesehen sind (89 GW Windkraft; 79 GW PV), werden systemoptimalerweise etwa 12 GW installierte Elektrolyseleistung für PtG eingesetzt. Um die im Szenario auftretenden Stromüberschüsse möglichst vollständig durch PtG nutzen zu können, werden die Elektrolyseure in diesem Szenario, in welchem deutschlandweite und regionale Stromüberschüsse insbesondere durch die räumlich konzentrierte EE-Stromerzeugung aus Windenergieanlagen an Land und auf See getrieben werden, aus Netzsicht idealerweise ebenfalls im Norden Deutschlands platziert.

Dies wird z.B. anhand des netzseitigen Eingriffs in das Marktergebnis der PtG-Anlagen deutlich, also im Unterschied zu einem theoretischen engpassfreien geplanten PtG-Anlageneinsatz. Voraussetzung hierfür ist, dass die PtG-Anlagen dem Übertragungsnetzbetreiber für den Redispatch zur Verfügung stehen. Ein solcher Einsatz von PtG-Anlagen im Redispatch für die oben beschriebene Szenariorechnung für ein 85 %-EE-Stromversorgungsszenario ist in Abbildung 41 für eine übertragungsnetzseitig optimierte PtG-Anlagenverteilung (bei insgesamt 15 GW installierter PtG-Leistung befinden sich mehr als 80 % der PtG-Leistung in Region 21/22 in Nord-Niedersachsen und Schleswig-Holstein – gekennzeichnet durch erhöhte Windenergieeinspeisung an Land sowie die Offshore-Anlandepunkte) sowie ein über Deutschland gleichmäßig verteilte PtG-Leistung dargestellt.

Während bei deutschlandweit gleichmäßiger Anlagenverteilung (PtG eq) der Redispatchbedarf absolut höher ist und insbesondere eine netzseitige Abschaltung der Anlagen häufiger auftritt, als eine netzseitige Zuschaltung, wodurch der PtG-Einsatz insgesamt zurückgeht, fällt der Redispatchbedarf bei netzseitig optimierter räumlicher Verteilung (PtG opt) mit Fokus Norddeutschland geringer aus. Darüber hinaus halten sich bei der netzseitig optimierten Anlagenverteilung zu und Abschaltungen die Waage bzw. Zuschaltungen überwiegen leicht, was bedeutet, dass die deutschlandweiten Stromüberschüsse in diesem Fall umfangreich genutzt werden können und zusätzlich netzseitige Stromüberschüsse integriert werden können.



**Abbildung 41: Netzseitige Eingriffe in den Einsatz von netzseitig optimal (PtG opt) und räumlich gleichmäßig (PtG eq) verteilten PtG-Anlagen im 85 %-EE-Szenario aus [Jentsch 2014]**

Rückschlüsse auf die räumliche Verteilung der Wasserstoffherzeugung für den Verkehrssektor sowie auf Tendenzen bezüglich des überregionalen Netzausbaubedarfs der im Rahmen dieses Projekts betrachteten H<sub>2</sub>-FCEV-Szenariovariante gegenüber der Variante BEV/O lassen sich hieraus jedoch nicht direkt ableiten:

- Betrachtet man erneut den Einsatz der Elektrolyseure an PV-reichen Tagen (Abbildung 38 weiter oben), so wird ersichtlich, dass in dem hier betrachteten Szenario mit deutlich erhöhten EE-Erzeugungsleistungen und insbesondere mit etwas mehr als 200 GW installierter PV-Leistung, auch diese sehr dezentral geprägte Stromerzeugung zur Wasserstoffherzeugung verwendet wird. Andererseits findet auch hier an windreichen Tagen ein erhöhter Windstrombezug durch die Elektrolysesysteme statt, was energetisch gesehen den höheren Anteil an der Stromversorgung der Elektrolyseure ausmacht. Soll durch den Betrieb der PtG-Anlagen die Netzbelastung reduziert werden, so müsste der hier dargestellte Strombezug auf die EE-Erzeugung stärker regional eingeschränkt werden, was ggf. zu einer Reduzierung der Volllaststunden der PtG-Anlagen führen würde.

- Darüber hinaus ist ein gegenläufiger Effekt zwischen erhöhten Flexibilitätspotenzialen und räumlichen Freiheitsgraden durch die Wasserstofferzeugung, aber gleichzeitig erhöhten EE-Erzeugungskapazitäten zu berücksichtigen (im Wasserstoffszenario ist die installierte Leistung aus fluktuierenden EE gut 50 GW höher als in der BEV/O-Szenariovariante). Auch wenn die Elektrolyseure möglichst in räumlicher Nähe zu den EE-Erzeugungskapazitäten platziert werden, bleiben, bei ebenfalls etwa 50 GW Elektrolyseleistung, die resultierenden Anforderungen zur Integration des EE-Stroms tendenziell in der gleichen Größenordnung.

Auf Basis der hier verfügbaren Daten lassen sich somit, ohne neue räumlich aufgelöste Berechnungen, keine genauen Aussagen über die stromnetzseitigen Anforderungen an die Wasserstoffinfrastruktur (räumliche Verteilung der Elektrolyseure; eher zentral oder dezentral) sowie auf mögliche Unterschiede im Netzausbaubedarf zwischen dem H2-FCEV und BEV/O Szenario ableiten.

b) Einfluss der Elektromobilität auf den Netzausbaubedarf (insbesondere Verteilnetz)

Absolut gesehen sind in der BEV/O-Szenariovariante geringere installierte EE-Anlagenleistungen notwendig um die Klimaziele zu erreichen. Dies lässt vermuten, dass die Integrationsanforderungen an das System etwas geringer ausfallen, müsste aber für genauere Aussagen mit detaillierten Netzberechnungen differenziert betrachtet werden.

Der Strombezug durch BEV/PHEV konzentriert sich insbesondere in Städten, in welchen im Allgemeinen die Stromerzeugung aus EE geringer als der Strombedarf ausfällt. Im Gegensatz zur Wasserstoff-Szenariovariante tritt damit ein erhöhter Strombedarf in Städten auf und erfordert damit ggf. auch einen erhöhten Netzausbau. Insbesondere wenn BEV/PHEV gesteuert laden und aufgrund eines einheitlichen Preissignals, welches nicht die lokalen Gegebenheiten im Verteilnetz widerspiegelt (z.B. in Orientierung an dem deutschlandweiten Börsenpreis), eine besonders hohe Gleichzeitigkeit erreichen, kann dies zu hohen Ladeleistungen und in Folge zu Problemen im Verteilnetz führen.

Andererseits wurden bei den hier analysierten deutschlandweiten Szenariosimulationen die Möglichkeiten eines gesteuerten Ladens entsprechend der lokalen Bedürfnisse der Verteilnetze nicht einbezogen. Solche Smart-Grid-Konzepte können dafür sorgen, Spitzenlasten durch eine hohe Gleichzeitigkeit beim gesteuerten Laden der BEV zu vermeiden, wodurch der Netzausbaubedarf auf Verteilnetzebene prinzipiell verringert werden kann (siehe Kapitel 5.1 sowie z.B. [BDEW 2015]).

Ein weiterer Punkt ist der Ausbau der Verteilnetze aufgrund zunehmender PV-Anlagen und die mögliche Gleichzeitigkeit der PV-Einspeisung mit einem flexiblen Strombezug durch BEV bzw. PHEV. Diese Einflüsse wirken teilweise gegenläufig und sind in ihrer Wirkung auf Basis der hier durchgeführten Deutschlandweiten Analysen entsprechend schwer qualifizierbar. Hier besteht weitergehender Forschungsbedarf.

## 6.5 Fazit

Die Analyse von zwei exemplarischen Entwicklungen im Straßenverkehr im Kontext des gesamten Energieversorgungssystem hat deutlich gemacht, dass die Erreichung eines europaweiten Zielszenarios mit 80 % THG-Reduktion gegenüber 1990 (inklusive Emissionen des internationalen Verkehrs) über alle Sektoren umfassende Änderungen in allen Bereichen des Energiesystems erfordert.

Im Straßenverkehr erscheint vor diesem Hintergrund ein Umstieg auf direkt und indirekt strombasierte Antriebskonzepte notwendig (BEV/PHEV, Oberleitungs-Güterverkehr und/oder Nutzung von strombasierten chemischen Energieträgern), um eine umfassende Reduzierung des Einsatzes fossiler Kraftstoffe im Straßenverkehr und der damit verbundenen Emissionen zu erreichen. In Konsequenz hiervon ergibt sich ein steigender Strombedarf aus dem Verkehrssektor, der wiederum die Anforderungen an den EE-Ausbau und die Notwendigkeit zusätzlicher Ausgleichsoptionen erhöht, um dennoch eine zuverlässige Stromversorgung zu gewährleisten.

In diesem Kapitel wurden zwei verschiedene Ausprägungen der Fahrzeugflotte in Form von Szenarien für das Jahr 2050 untersucht: Das eine basiert im Wesentlichen auf batterieelektrischen und oberleitungsgetriebenen Fahrzeugen (Szenario „BEV/O“), das andere fokussiert auf Brennstoffzellenfahrzeuge („H<sub>2</sub>-FCEV“). Abbildung 42 gibt eine Übersicht wesentlicher Kenndaten der Szenarien. Aus dem Verkehrssektor ergibt sich für das betrachtete Zieljahr 2050 ein zusätzlicher Stromverbrauch von 150 TWh im BEV/O-Szenario (111 TWh direkt und 39 TWh indirekt) bis 242 TWh im H<sub>2</sub>-FCEV-Szenario (38 TWh direkt und 204 TWh indirekt). Insbesondere bedingt durch die erhöhte Stromnachfrage aus dem Verkehrssektor wird im H<sub>2</sub>-FCEV-Szenario gegenüber dem Szenario BEV/O auch insgesamt ein leicht höherer Stromeinsatz (+ 10 %) verzeichnet. Deutlich höhere, zusätzliche EE-Strombedarfe in der Größenordnung von 800 bis 1500 TWh/a ergeben sich bei niedriger bzw. hoher Verkehrsnachfrage (einschließlich internationaler Verkehre, insbesondere See- und Luftverkehre), wenn Power-to-Methane sowie Power-to-Liquid Kraftstoffe in überwiegend verbrennungsmotorischen Antrieben eingesetzt werden [LBST 2016a].

Insgesamt sind unabhängig von der genauen Ausgestaltung des Verkehrssektors für eine weit überwiegende Versorgung des Zielsystems mit EE-Strom (EE-Anteil > 90 %) sehr hohe fluktuierende EE-Leistungen (von mehr als 400 GW installierter Leistung in den Beispielszenarien) notwendig. Für eine möglichst vollständige Nutzung der wetterabhängigen Einspeisespitzen ergeben sich daraus ebenfalls hohe Anforderungen an eine Flexibilisierung des Strombezugs bzw. an Stromspeicher. Zur Deckung der nicht flexiblen Stromnachfrage bei geringer EE-Einspeisung verbleiben weiterhin hohe Anforderungen an die Flexibilität und die verfügbare Leistung von Ausgleichskraftwerken.

Der Vergleich der Umsetzungsoptionen im Verkehrssektor bezüglich ihrer Rückwirkungen auf die Stromversorgung ergibt, dass zur Erreichung von europaweit 80 % THG-Reduktion im BEV/O-Szenario etwa 100 TWh weniger Strom und damit ein etwa 50 GW geringerer EE-Ausbau und damit geringerer Flächenbedarf verglichen mit dem H<sub>2</sub>-FCEV-Szenario benötigt werden. Andererseits sind für das BEV/O-Szenario eine hohe Akzeptanz von Elektrofahrzeugen sowie der Neubau einer Oberleitungsinfrastruktur notwendig.

	BEV/O		H2-FCEV
<b>Betrachtungsjahr</b>	<b>2050</b>		
<b>Randbedingung</b>	<b>Reduktion der europaweiten THG-Emissionen um 80% ggü. 1990 <sup>1)</sup></b>		
<b>Optimierungsgröße</b>	<b>Minimierung der Systemkosten</b>		
<b>Fahrzeugflotte</b>			
<b>Fahrzeugflotte (Aufteilung nach Verkehrsleistung)</b>			
- PKW	2/3 Batterieelektrisch Rest hauptsächlich Methan		45 % Batterieelektrisch 25 % Brennstoffzelle Rest hauptsächlich Diesel
- Güterverkehr	38 % Oberleitung 8 % Batterieelektrisch Rest hauptsächlich Diesel		2/3 Brennstoffzelle 1/3 Diesel
<b>Stromnachfrage durch den Verkehrssektor</b>			
<b>Direkte verkehrliche Stromnachfrage durch</b>			
- BEV / PHEV	66,5 TWh	↘	38 TWh
- O-Lkw	44,5 TWh		-
<b>Indirekte verkehrliche Stromnachfrage via</b>			
- PtG-H2	-	↗	204 TWh
- PtG-CH4 <sup>2)</sup>	39 TWh		-
<b>Stromerzeugung</b>			
<b>Installierte Erzeugungsleistung</b>			
aus erneuerbaren Energien	433 GW	↗	491 GW
- davon fluktuierend	428 GW		485 GW
konventionell	48 GW	→	44 GW
<b>Stromerzeugung insgesamt</b>			
aus erneuerbaren Energien	725 TWh	↗	822 TWh
- davon fluktuierend	691 TWh		788 TWh
konventionell <sup>3)</sup>	59 TWh	→	51 TWh
Nettoimport	20 TWh		20 TWh
<b>Stationäre Speicher</b>			
- Batteriespeicher	32 - 43 GW <sup>4)</sup>	↘	22 GW
- flexible PtG-CH4 Herstellung	15 GW	↘	0 GW
- flexible PtG-H2 Herstellung Verkehr (keine Rückver)	0 GW	↗	50 GW
<b>Infrastruktur</b>			
- Stromnetz	Erhöhte Integrationsanforderungen für BEV im Verteilnetz		
- Sonstiges	Infrastruktur für O-Lkw notwendig		Flächendeckende Wasserstoffinfrastruktur notwendig

Fußnoten:

1) inkl. internationaler Verkehr, restriktive Biomasseverfügbarkeit und europäischer Lastenausgleich

2) Das PtG-Methan wird i.d.R. ins Erdgasnetz eingespeist, insofern ist keine physische Zuordnung auf den Verkehrssektor möglich.

3) PtG-Methan zur Stromerzeugung in Gaskraftwerke ist hierin ggf. auch enthalten da keine Zuordnung der Speichergasverwendung.

4) Untere Bandbreite: 60% der BEV/PHEV werden gesteuert geladen - Obere Bandbreite: 0% der BEV/PHEV werden gesteuert geladen.

**Abbildung 42: Zusammenfassung der Beispielszenarien für 2050**

Das H<sub>2</sub>-FCEV-Szenario wiederum stellt dem System ein vergleichsweise hohes Flexibilitätspotenzial zur Verfügung. In dieser Szenariovariante kann der Speicherbedarf aus dem Stromsektor gegenüber dem BEV/O-Szenario merklich reduziert werden (-10 GW stationärer Batteriespeicher bei +35 GW Elektrolyse-Leistung). Allerdings wurde im BEV/O-Szenario eine mögliche Rückspeisung aus Elektrofahrzeugen (V2G) nicht berücksichtigt. Gleichzeitig sind zur Umsetzung des H<sub>2</sub>-FCEV-Szenarios der Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur sowie ein erhöhter EE-Ausbau notwendig.

Die Wasserstoffinfrastruktur im H<sub>2</sub>-FCEV-Szenario kann ggü. dem BEV/O-Szenario insbesondere in Städten die Anforderungen an die elektrischen Verteilnetze reduzieren, da anstelle von Strom zum Laden einer erhöhten Anzahl BEV, H<sub>2</sub> als Kraftstoff in die Städte transportiert wird. Durch den mit dem höheren Stromverbrauch notwendigen zusätzlichen EE-Ausbau steigen gleichzeitig aber die Integrationsanforderungen an anderer Stelle, die bei einer netzdienlichen Standortwahl begrenzt, aber gegebenenfalls nicht umfänglich ausgeglichen werden können.

Die detaillierten Simulationen des gesteuerten Ladens von BEV/PHEV im Kontext des Gesamtsystems zeigen das prinzipielle Flexibilitätspotenzial, welches im Sinne des Gesamtsystems auch in der Umsetzungsvariante BEV/O erschlossen werden kann. Zur Reduzierung von Netzbelastungen (insbesondere im Verteilnetz) bzw. zur Erhöhung der möglichen BEV/PHEV-Durchdringung würden zusätzlich lokale Steuersignale im Fall von Netzengpässen benötigt (hier nicht genauer untersucht). Das aufgezeigte Flexibilitätspotenzial steht prinzipiell jedoch auch hierfür zur Verfügung.

Unter der ungünstigen Annahme (worst case), dass sämtliche BEV/PHEV ungesteuert laden, d.h. immer genau dann, wenn sie eine Fahrt beenden und gleichzeitig Ladeinfrastruktur zur Verfügung steht, so zeigt die Szenarioanalyse, dass – unter Annahme eines hinreichenden Netzausbaus – dennoch eine Lastdeckung zu jedem Zeitpunkt gewährleistet werden kann. Allerdings sind gegenüber der BEV/O-Basisrechnung, in welcher eine Teilnahme von 60 % der BEV/PHEV am gesteuerten Laden unterstellt wurde, 10 GW zusätzliche stationäre Batteriespeicher und wenige GW zusätzliche Spitzenlastkraftwerke notwendig.

Insgesamt haben die unterschiedlichen Verkehrsszenarien somit durchaus signifikant unterschiedliche Rückwirkungen auf das gesamte Energieversorgungssystem, wobei beide hier betrachteten Umsetzungsvarianten sowohl Vor- als auch Nachteile aufweisen. Eine klare Priorisierung zwischen den Szenarien ist primär eine gesellschaftliche Diskussion und daraus resultierenden, politischen Weichenstellungen. Weitere Untersuchungen, die über den Rahmen dieser Studie hinausgehen, können die Diskussion und Entscheidungsfindung mit Wenn-Dann-Informationen weiter unterlegen, wie z.B. detaillierte Netzinfrastrukturanalysen, die vollständige Bilanzierung von Umsetzungskosten oder auch Fragestellungen zu Akzeptanz bzw. Umsetzbarkeit bewerten.

## 7 Schlussfolgerungen, Empfehlungen und Forschungsbedarfe

### Stromnachfragecharakteristiken

Die weitgehende Umstellung der zukünftigen verkehrlichen Energieversorgung auf erneuerbaren Strom stellt einen zentralen Baustein dar um ambitionierte Klimaschutzziele mit einer Treibhausgasreduktion von mindestens 80 % bis 2050 (im Vergleich zu 1990) über alle Sektoren in Deutschland zu erreichen. Die Voraussetzung und Herausforderung hierfür ist eine systemdienliche Integration der verkehrlichen Stromnachfrage in das Stromsystem.

Derzeit geht die verkehrliche Stromnachfrage in Deutschland fast ausschließlich auf den Schienenverkehr zurück, der vergleichsweise hohe Flexibilitätsanforderungen an das speisende Stromnetz stellt. Die Einführung von stationären Stromspeichern an (Schnell-) Ladestationen und Oberleitungseinspeisepunkten kann Lastspitzen glätten und Fluktuationen erneuerbarer Einspeisung, mit Batteriespeichern auf einer Zeitskala von Minuten bis viele Stunden, sehr gut ausgleichen<sup>67</sup>. Dies ist auch durch Hybridisierung von Oberleitungs-Lkw möglich, die zu einer hohen gesamtsystemischen Effizienz führt und mit der sich der Straßengüterfernverkehr elektrifizieren lässt, der absehbar den größten Anteil beim Wachstum des Straßenverkehrs ausmachen wird.

PtX-Kraftstoffe (H<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, Power-to-Liquids) werden im Verkehr derzeit erst in geringen Mengen eingesetzt. Aufgrund ihrer Stofflichkeit sind PtX-Kraftstoffe gut (PtG) bis sehr gut (PtL) speicherbar, auch über Wochen und Monate (Saisonspeicher). Die Speicherbarkeit ermöglicht durch die PtX-Anlage eine weitgehende Entkopplung der Kraftstoffnachfrage von der Stromnachfrage, respektive vom EE-Stromangebot. In Verbindung mit einer flexiblen Stromnachfrage durch die zentrale PtX-Anlagenkomponente „Elektrolyse“ sind daher eine Reihe von Netz- und Systemdienstleistungen möglich, die die Integration von auch sehr hohen Anteilen an (fluktuierendem) erneuerbarem Strom im System ermöglichen.

### Netzrestriktionen

Bereits heute steht das deutsche Stromversorgungssystem vor großen Herausforderungen, die wachsenden Anteile der fluktuierenden erneuerbaren Erzeugung im Energiesystem zu integrieren. Ein hoher Netzausbaubedarf sowohl in Übertragungs- als auch in Verteilnetzen wurde identifiziert. Verstärkte Nutzung von Elektrofahrzeugen sowie strombasierte Erzeugung des Kraftstoffbedarfs des nicht elektrifizierten Verkehrs führen zu einer starken Zunahme der Gesamtstromnachfrage und somit zum zusätzlichen Ausbau erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung. Der zukünftige Bedarf an zusätzlichen EE-Kapazitäten zur Abdeckung der Stromnachfrage aus dem Verkehr sowie eine detaillierte Abschätzung einer zukunftsfähigen Stromnetzinfrastruktur sind jedoch mit vielen Unsicherheitsfaktoren behaftet. Das Netz und seine Dimensionierung stehen in starker Wechselwirkung mit den übrigen Entwicklungen im Energiesystem: Stromverbrauchsentwicklung, Ausbautintensität der Erneuerbaren, Zusammensetzung und regionale Verteilung der

---

<sup>67</sup> Die Auswirkungen von Elektromobilität auf die lokalen Verteilnetze lassen sich auf diese Weise ebenfalls effektiv begrenzen.

Erzeugungsanlagen, Flexibilität der Stromerzeugungsanlagen, Größe und Struktur zukünftiger Speicher oder die Menge ungenutzter Energieüberschüsse. Prinzipiell ergibt sich immer ein Spannungsfeld zwischen einem Mehr an Netzausbau mit seinen ökonomischen, politischen und umweltpolitischen Folgen und einer optimierten Betriebsweise des Stromsystems, u.a. mit weniger/mehr EE-Abregelungen, flexibler Stromnachfrage oder Speicherausbau.

Im Folgenden daher ein theoretisches Gedankenexperiment, wie sich die **Infrastrukturbedarfe** durch die verkehrlichen Stromnachfragen im denkbar ungünstigsten Fall (worst case) darstellen würden, sollten eine Reihe für die Energiewende ungünstige Entwicklungen eintreten. Das Gedankenexperiment erfolgt auf der hypothetischen Annahme, dass die gesamte verkehrliche Stromnachfrage in Süddeutschland (Baden-Württemberg, Bayern) durch Offshore Windstrom aus Norddeutschland via Stromleitungen nach Süddeutschland transportiert werden müsste.<sup>68</sup>

Ausgehend von den in dieser Studie in Kapitel 6 beschriebenen Beispielszenarien ergibt sich in Süddeutschland im Jahr 2050 ein zusätzlicher verkehrlicher Strombedarf von etwa 46 TWh im BEV/O-Szenario und bis etwa 71 TWh im H<sub>2</sub>-FCEV-Szenario. Würde dieser Strom nun nicht verbrauchsnahe erzeugt, sondern von Norddeutschland nach Süddeutschland transportiert werden, so wären hierzu zunächst Wind-Offshore Kapazitäten von ca. 10 GW (BEV/O) bis 16 GW (H<sub>2</sub>-FCEV)<sup>69</sup> notwendig. Diese Leistungen müssten, entsprechend dem theoretischen Gedankenexperiment, bis 2050 an Stromübertragungsstrassen installiert werden<sup>70</sup>. Die Übertragung großer Strommengen über große Entfernungen erfolgt vorzugsweise via Gleichstrom (HGÜ). Hierzu wären für das BEV/O bzw. H<sub>2</sub>-FCEV Szenario entweder 3 bzw. 4 HGÜ-Freileitungstrassen<sup>71</sup> oder 4 bzw. 8 HGÜ-Kabeltrassen<sup>72</sup> notwendig, oder auch Kombinationen aus Freileitungs- und Kabeltrassen. Zum Vergleich: Der 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans 2025 sieht aktuell drei HGÜ-Trassen zur Nord-Süd-Verbindung mit insgesamt 10 GW Übertragungskapazität vor [NEP 2016, Szenarien B1/B2].

Soll der im Szenario H<sub>2</sub>-FCEV benötigte Wasserstoff direkt am Ort der EE-Stromerzeugung produziert und mittels einer Wasserstoffpipeline nach Süden transportiert werden, reicht bereits eine einzelne Wasserstoffpipeline, die sogar mehr als die dreifache Menge der benötigten Kapazitäten transportieren könnte<sup>73</sup>. Der direkte Stromverbrauch des Verkehrs in Süddeutschland könnte in dieser Variante des Gedankenexperiments mit einer einzigen HGÜ-Freileitungstrasse bedient werden.

Im denkbar besten Fall (best case im Sinne eines geringstmöglichen Ausbaubedarfs der Transportinfrastruktur) kann der regionale Strombedarf durch EE-Stromerzeugungskapazitäten aus der Region

---

<sup>68</sup> An Stelle von Offshore Wind aus Norddeutschland trifft das Gedankenexperiment hinsichtlich der resultierenden Transportkapazitäten in etwa auch auf Stromimporte aus den an Süddeutschland angrenzenden Nachbarstaaten zu.

<sup>69</sup> Angenommen 4500 äquivalente Jahresvolllaststunden für Wind Offshore.

<sup>70</sup> Zum Vergleich: die Übertragungskapazität der im aktuellen NEP 2025 geplanten HGÜ-Verbindungen beträgt je nach Szenariovariante in Summe 8 GW bis 10 GW; verkehrliche Stromnutzungen sind wegen der bis 2025 absehbar geringen Mengen noch nicht berücksichtigt.

<sup>71</sup> Freileitung: 4 GW (HVDC-VSC, 2\*Doppelbipol, ±500 kV=, ca. 100 m Trassenbreite bei 35 m hohen Bäumen im Umfeld).

<sup>72</sup> Kabeltrasse: 2 GW (HVDC-VSC, Bipol, ±525 kV=, Kupferkabel, ca. 10 m Trassenbreite bei Einbettung in sog. Flüssigboden).

<sup>73</sup> Pipeline-Durchmesser 1420 mm (entspricht heute gängigen, großen Erdgas-Pipelines), Druck 7,5 MPa; Wasserstofftransportkapazität 31,5 GW<sub>inst.</sub>.

gedeckt werden. Das jährliche technische EE-Stromerzeugungspotenzial für Bayern und Baden-Württemberg liegt abgeleitet von [DLR et al. 2014b] zwischen 150 und 220 TWh/a. Der heutige Nettostromverbrauch in Süddeutschland liegt bei rund 150 TWh/a. Im denkbar besten Fall können die technischen EE-Strompotenziale die verkehrlichen EE-Strombedarfe in Süddeutschland in etwa decken. Diese Deckung erfolgt bilanziell über ein Jahr. Leistungsaustausche mit anderen Regionen sind davon nicht ausgeschlossen.

Wird für das Jahr 2050 ein THG-Minderungsziel von -95 % angestrebt (vgl. Abbildung 44, BEV/O/PtG/PtL-Szenario), ergibt sich in Süddeutschland ein verkehrlicher Strombedarf von etwa 105 TWh. Entsprechend dem theoretischen Gedankenexperiment sind für dieses Szenario etwa 6 HGÜ-Freileitungstrassen oder 12 HGÜ-Kabeltrassen von Norden nach Süden notwendig. Wird der Wasserstoff direkt am Ort der EE-Stromerzeugung produziert, reicht auch für dieses Szenario eine einzelne Wasserstoffpipeline<sup>72</sup> für den Gastransport nach Süden. Diese wird um eine Kombination aus 2 HGÜ Freileitungstrassen und einer Kabeltrasse für den direkten Stromverbrauch des Verkehrs ergänzt. Werden Power-to-Liquid sowie Power-to-Methane Kraftstoffe verstärkt eingesetzt (Szenario „FVV + high“ [LBST 2016a]), ergibt sich für das betrachtete Zieljahr 2050 in Süddeutschland ein verkehrlicher Strombedarf von etwa 200 TWh. Um diese Strommenge zu übertragen, wären beispielsweise 11 HGÜ-Freileitungstrassen oder 22 HGÜ-Kabeltrassen notwendig. Eine Kombination aus einer Wasserstoffpipeline<sup>74</sup> und 2 HGÜ-Freileitungstrassen wäre auch denkbar.

Das zukünftige Stromversorgungssystem muss bestimmte Kriterien bezüglich Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit erfüllen. Neue Stromnachfrager, auch solche aus dem Verkehrssektor, werden Aufgaben zur Netzstabilisierung übernehmen müssen, die in der Vergangenheit überwiegend von konventionellen Kraftwerken erbracht wurden. Technische Lösungen und Potenziale für eine alternative Bereitstellung von Systemdienstleistungen sind verfügbar. Die Rahmenbedingungen zur Markt- und Systemintegration sollten dafür angepasst werden. In Hinblick auf die zukünftige Ausgestaltung des Regelleistungsmarktes gilt es zu prüfen, inwieweit Präqualifikationsanforderungen, Produkteigenschaften und Ausschreibungszeiträume angepasst werden sollen, damit der Eintritt neuer Anbieter für Regelleistung ermöglicht/vereinfacht wird.

## **Sektorsynergien**

Der Verkehr stellt potenziell einen in großen Teilen flexibilisierbaren Stromnachfrager dar, der entscheidend dazu beitragen kann, Angebot und Nachfrage in einem auf erneuerbaren Energien basierenden Stromsystem in Einklang zu bringen und die zum Betrieb der Netze nötigen Systemdienstleistungen zu erbringen. Wichtige potenzielle Beiträge des Verkehrs zur Energiewende sind:

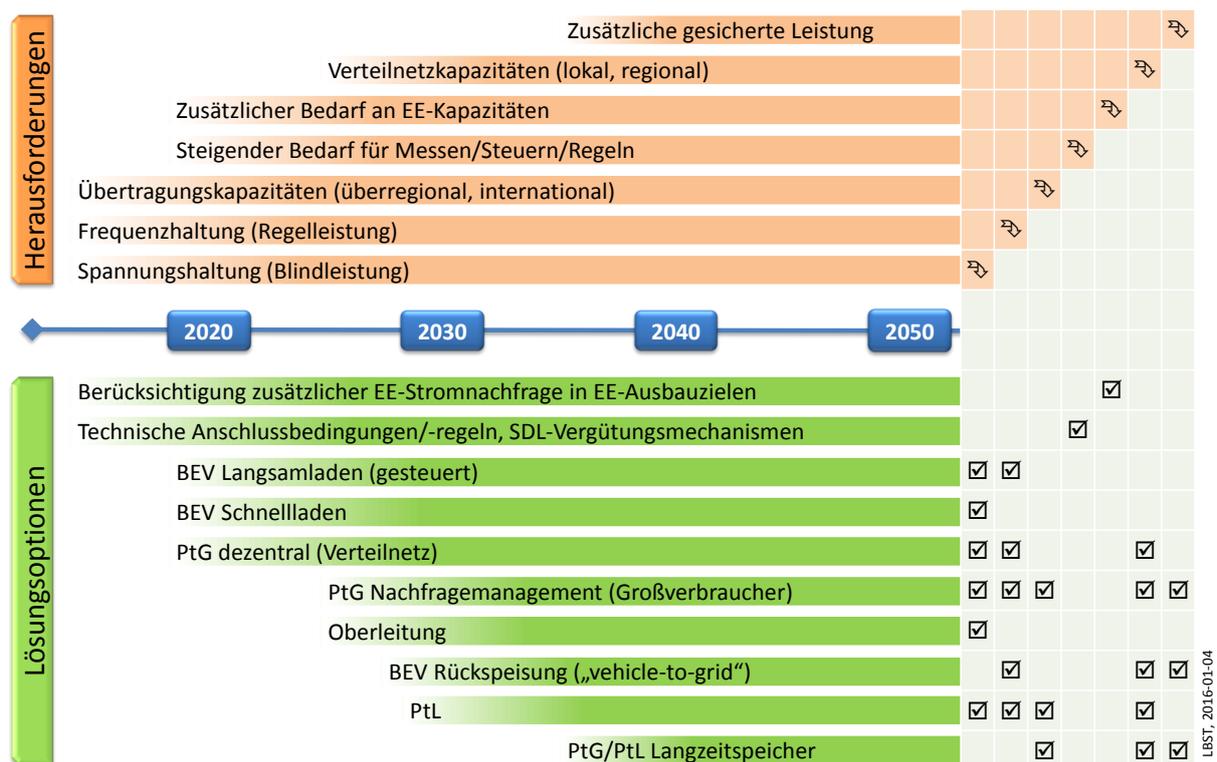
- **Integration kurzfristiger EE-Einspeisespitzen** durch gesteuertes Laden von Batteriefahrzeugen
- **Flexibilisierung der Stromnachfrage** durch flexible Erzeugung chemischer Energieträger (Wasserstoff, Methangas und / oder synthetische Flüssigkraftstoffe) für Brennstoffzellenfahrzeuge und Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren

---

<sup>74</sup> Pipeline-Durchmesser 1420 mm, Druck 10 MPa; Wasserstofftransportkapazität 40 GW<sub>inst.</sub>

- Bereitstellung **gesicherter Leistung** durch Rückverstromung von chemischen Energieträgern im Bedarfsfall
- Bereitstellung von **Regelleistung** zur Stabilisierung des Stromsystems durch Batteriefahrzeuge oder durch PtG-/PtL-Anlagen
- Bereitstellung von **Blindleistung** (prinzipiell bei allen Anlagen möglich, die über einen Wechselrichter mit dem Stromnetz verbunden sind)
- Bereitstellung von „**schwarzstartfähiger**“ Leistung zur Wiederherstellung der Versorgung nach einem Stromausfall
- **Vermeidung bzw. Verringerung des Stromnetzausbaus** durch eine intelligente Kopplung von Strom- und Gasnetzen
- **Ermöglichung von Skaleneffekten** durch eine breite Einführung von PtG zur Erzeugung von strombasierten Kraftstoffen, die auch die **Dekarbonisierung** von Chemie- und Wärmesektoren begünstigen können.

Herausforderungen und Handlungsoptionen sind indikativ in Abbildung 43 auf der Zeitachse eingeordnet. Kurzfristig anzugehende Maßnahmen sind hierbei in jedem Fall empfehlenswert. Die längerfristig anzugehenden Maßnahmen sollten dann entsprechend der Marktentwicklung der jeweils betroffenen Antriebstechnologien priorisiert werden.



**Abbildung 43: Herausforderungen und Lösungsoptionen bei der Integration von Verkehrs- und Stromsektor**

Um diese Potenziale aus dem Verkehrssektor für die Energiewende nutzbar zu machen, ergeben sich folgende **Handlungsbedarfe und -optionen**:

- Die **zukünftige verkehrliche Stromnachfrage** sollte im **Netzentwicklungsplan** bzw. bei der Weiterentwicklung des EEG und anderer relevanter regulatorischer Instrumente unbedingt

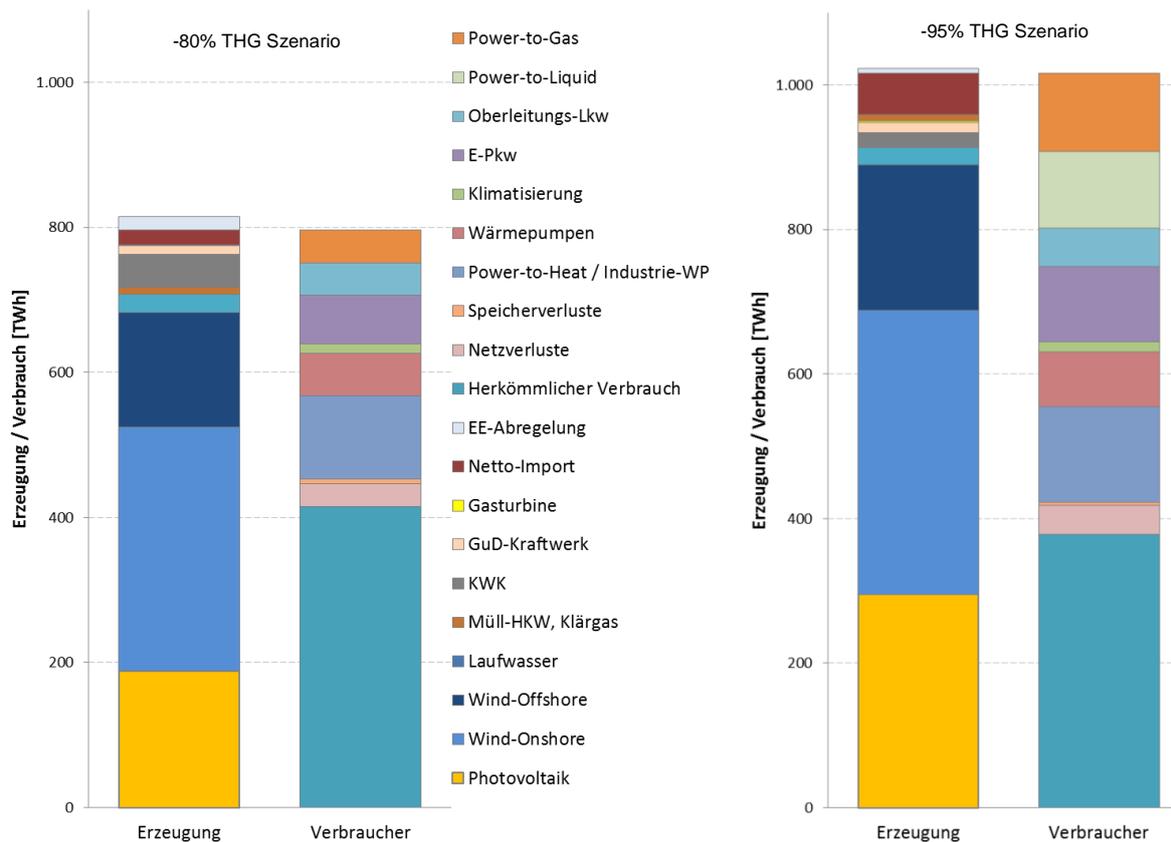
berücksichtigt werden. Insbesondere sollten die Voraussetzungen für eine CO<sub>2</sub>-Neutralität der für den Verkehr benötigten Strommengen geschaffen werden, indem dieser bei den **EE-Ausbauzielen** berücksichtigt wird.

- Auf dem **Regelenergiemarkt** stellen Präqualifikationsanforderungen, Produkteigenschaften und Ausschreibungszeiträume derzeit Hürden für eine Marktteilnahme verkehrlicher Stromnachfrager dar. Die entsprechenden Vorgaben sollten daher angepasst werden (z.B. die Voraussetzungen für eine Bündelung mehrerer Elektrofahrzeuge zu einem Regelleistungspool), um die Potenziale des Verkehrs zur Erbringung von Regelenergie zu nutzen. Prioritär sollte dabei die Erbringung negativer Regelleistung verfolgt werden, da diese geringere technische Anforderungen stellt und somit kostengünstiger zu realisieren ist.
- Für die Einspeisung von **Blindleistung** durch verkehrliche Stromverbraucher sind die technischen Hürden verhältnismäßig gering; hier bedarf es allerdings eines Umsetzungsmechanismus, sei es in Form einer Vergütung oder im Rahmen von technischen Anschlussbedingungen/-regeln (Grid Codes).
- Der **Eigenverbrauch** von erneuerbarem Strom am Ort der Erzeugung zum Laden von Elektroautos oder zum Betrieb einer PtG-Anlage reduziert die Belastung des Stromnetzes und kann daher eine sinnvolle ergänzende Maßnahme zur Netzintegration verkehrlicher Stromnachfrager darstellen. Er sollte daher langfristig wirtschaftlich attraktiv bleiben, auch um die Identifikation der Verbraucher mit der Energiewende zu stärken. Es ist jedoch regelmäßig zu überprüfen, dass dies einer gesamtsystemischen Optimierung nicht entgegensteht.

Die Szenarienanalysen in Kapitel 6 haben verdeutlicht, dass eine Erfüllung der deutschen Klimaziele für das Jahr 2050 (80 % THG-Emissionsminderung) sowohl mit einem weitgehend direktstrombasierten („BEV/O“) als auch mit einem in wesentlichen Teilen wasserstoffbasierten Verkehrssektor („H<sub>2</sub>-FCEV“) möglich ist. Beide Pfade haben Vor- und Nachteile: Bei BEV/O ist die kumulierte Stromnachfrage und damit der EE-Ausbaubedarf aufgrund höherer Gesamtketteneffizienz geringer, dafür ergibt sich hier ein höherer Ausbaubedarf bei den Stromnetzen sowie einer Oberleitungsinfrastruktur. Es ist nicht zu erwarten, dass zu einem bestimmten Zeitpunkt eine explizite Entscheidung für einen der beiden Pfade getroffen wird. Vielmehr wird sich dies anhand der weiteren technologischen Entwicklung sowie der Verbraucherakzeptanz und beeinflusst durch eine Vielzahl von politischen Rahmenbedingungen sukzessive entscheiden.

### **Rückwirkungen auf das Stromsystem bei einem THG95-Reduktionsziel im Verkehr**

Wird für das Jahr 2050 ein ambitionierteres THG-Minderungsziel von -95 % angestrebt – gegenüber -80 % in den dargestellten Beispielszenarien – so sind in allen Sektoren verschärfte Klimaschutzanstrengungen notwendig, deren Weichen bereits heute gestellt werden sollten. Ausgehend davon, dass insbesondere erneuerbarer Strom zur Zielerreichung eingesetzt wird (kein CCS, keine Biomasseimporte), steigt der Strombedarf zur Erreichung einer 95 %-igen THG-Emissionsminderung gegenüber einer 80 %-igen THG-Minderung noch einmal deutlich an, siehe Abbildung 44.



**Abbildung 44: BEV/O-Szenario mit 80 % THG-Minderung (links) versus erste Abschätzungen für ein BEV/O/PtG/PtL-Szenario mit 95 % THG-Minderung (rechts) im Jahr 2050**

Ein -95 % THG-Szenario führt nach ersten Abschätzungen zu etwa 25 % höheren erneuerbaren Strombedarfen als das -80 % THG-Szenario „BEV/O,“ da für die EE-Integration und einige Verkehrsanwendungen verstärkt chemische Energieträger (PtX) zum Einsatz kommen. Dies bedeutet, dass der Zubau der erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen gegenüber den heutigen Ausbauplänen weiter gesteigert werden muss, selbst bei angenommen höheren Effizienzanstrengungen. Außerdem spielt der Bereich der strombasierten chemischen Energieträger (PtG-Wasserstoff, PtG-Methan, PtL) eine steigende Rolle. In einem 95 % THG-Minderungsszenario dürfen so gut wie keine energiebedingten Emissionen mehr auftreten. Die noch verfügbaren freien Emissionskontingente werden durch kaum vermeidbare, nicht-energetische Emissionen bereits ausgeschöpft.

### „Überschussstrom“ versus Ausbau erneuerbarer Energien

In dieser Studie wird davon ausgegangen, dass die vielzitierte Nutzung von sog. „Überschussstrom“ alleine dem Umfang einer Energiewende im Verkehr (hunderte TWh/a Stromnachfrage vs. perspektivisch untere zweistellige TWh/a aus „Überschüssen“) und auch Wirtschaftlichkeit (niedriger Strompreis nur für wenige Stunden im Jahr, der im Wärmebereich günstig mit Power-to-Heat abgeschöpft werden kann) viel zu kurz greift. Der zusätzliche Strombedarf im Verkehr muss durch entsprechenden EE-Zubau unterlegt werden. Wenn erneuerbarem Strom im Verkehr eine tragende Rolle zukommen soll, ist ein EE-Ausbau über die derzeit formulierten Ziele – egal ob dieser im In- oder Ausland erfolgt – notwendig und sind die EE-Ausbauziele und Rahmenbedingungen

entsprechend anzupassen. Dieser Aspekt wird aktuell in der noch laufenden Diskussion um die Novellierung des EEG 2016 insofern aufgegriffen, als dass der Ausbaukorridor nicht an absoluten Mengen an erneuerbaren Energien festgemacht werden soll, sondern relativ in Bezug auf die insgesamt nachgefragte Energie. Die Gutachter befürworten daher eine dahingehende EEG-Regelung. Sollen die in den THG80 und THG95 Szenarien dargestellten EE-Strommengen bis 2050 zur Verfügung stehen, so reichen die EE-Ausbauraten der Jahre 2014 und 2015 (untere einstellige GW/a) nicht aus. Das Niveau müsste sich eher auf dem Niveau des EE-Zubaus in den Jahren 2012 und 2013 bewegen (obere einstellige GW/a).

### Produktion von EE-Strom und strombasierten Kraftstoffen – Inland versus Ausland

Der Standort, an dem die in dieser Studie betrachteten Mengen an erneuerbarem Strom und strombasierten Kraftstoffen für den Verkehr produziert werden, hat einen unmittelbaren Einfluss auf die Integration von erneuerbarem Strom insgesamt im Stromnetz. Insbesondere stellt die Produktion von strombasierten Kraftstoffen – wie die Ausführungen zu den Szenarien THG80 und THG95 zeigen – langfristig ein wichtiges Rückgrat zur Stabilisierung des Stromsystems in Deutschland dar. Für die Integration fluktuierender EE-Erzeugung in Deutschland ist der Anteil steuerbarer Stromverbraucher und Speicher in Deutschland zentral.

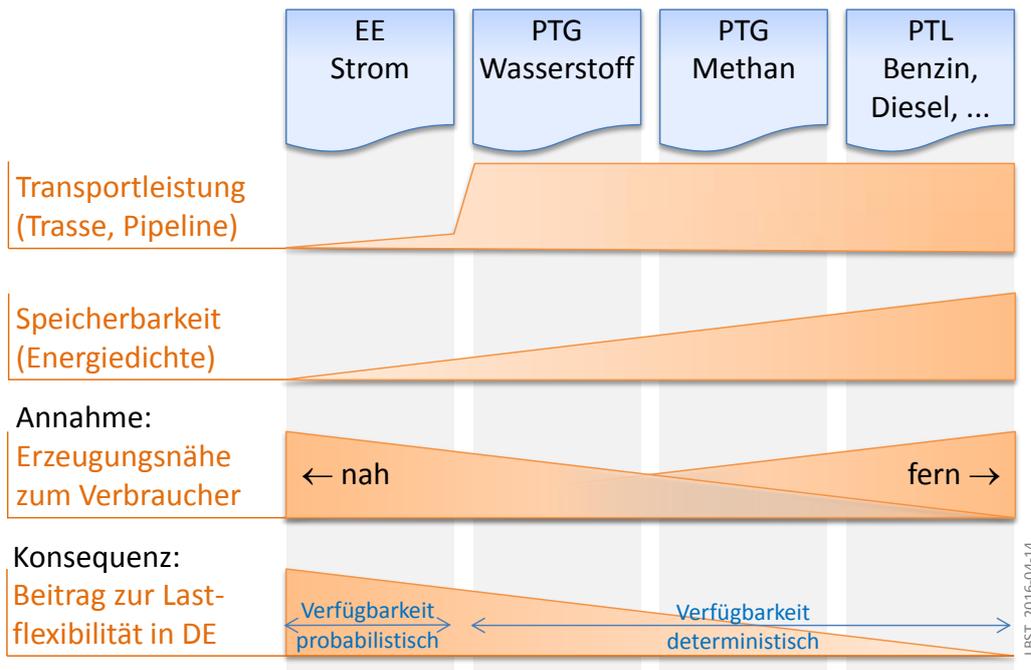
Es ist jedoch auch zu konstatieren, dass andere Regionen in der Welt über weitaus größere technische Potenziale zur EE-Stromproduktion – und daraus erzeugbaren PtX-Kraftstoffen – verfügen, die ebenso nachhaltig wie in Deutschland erschlossen werden können und darüber hinaus auch mit geringeren EE-Stromerzeugungskosten und Akzeptanzfragen behaftet sind. Man denke hierbei nur an Regionen wie Nordafrika, Patagonien oder Australien. Die hohen Energiedichten machen den Transport großer Energiemengen über weite Entfernungen möglich, insbesondere von PtX-Kraftstoffen, wie Tabelle 24 anhand von Energiedichte und Transportleistungen zeigt.

**Tabelle 24: Transportleistung und Energiedichte von EE-Strom und PtX-Kraftstoffen im Vergleich (Quelle: LBST)**

		EE Strom	PtG Wasserstoff	PtG Methan	PtL (Benzin, Diesel...)
Transportleistung (Trasse, Pipeline*)	GW	1 – 5	10 – 60	10 – 60	10 – 60
Energiedichte	kWh/l	--	0,5 – 2,5	2,5 – 6	10

\* Das untere Ende der Bandbreite für Pipelines ist durch den Transportaufwand zur Überwindung der Druckverluste gegeben; das obere Ende stellt eine Größenordnung dar, die im Verbund mit weiteren Pipelineprojekten (Versorgungssicherheit) den Verbrauch eines Landes decken kann.

Hinzu kommt, dass für Strom, Methan und Flüssigkraftstoffe bereits etablierte Transport- sowie in gewissem Umfang auch Stromübertragungsinfrastrukturen existieren, die auch in Zukunft Energieimporte für den Verkehr nahelegen. Diese „Importneigung“ sehen die Gutachter insbesondere für PtG-Methan und PtL-Kraftstoffen gegeben, wie in Abbildung 45 dargestellt.



**Abbildung 45: Transportierbarkeit und Systembeitrag von Strom und PtX-Kraftstoffen**

Wird das Paris-Ziel zur Einhaltung eines mittleren Temperaturanstiegs weltweit um 1,5-2°C verfolgt, so werden absehbar zunehmend Transportkapazitäten bei Erdgas und Rohöl bzw. flüssigen Kraftstoffen frei wegen der sinkenden Nachfrage aus den Bereichen Wärme, Strom und Verkehr aufgrund höherer Effizienzstandards und dem Wechsel zu Kraftstoffen („fuel switch“) mit geringeren Umweltwirkungen. Diese freiwerdenden Kapazitäten und verbleibenden fossilen Anteile könnten graduell durch erneuerbares Methan und PTL übernommen werden. Auch eine Umstellung einzelner Erdgaspipelines auf den Transport von Wasserstoff ist ein Ansatz, der zunehmend Eingang in technisch-strategische Diskussionen zur Energiewende in Deutschland findet. Demnach spräche auch in Zukunft einiges für Kraftstoffimporte, dann auf Basis von erneuerbaren Energien.

Von den vorangestellten Abwägungen unbenommen ist nach Meinung der Gutachter, dass Demonstrations- und Pilotprojekte für PtX-Kraftstoffe aus technologie- und industriepolitischen Gründen primär in Deutschland erfolgen sollten aufgrund der räumlichen Nähe zu den Akteuren aus Forschung und Industrie und dem damit zu erwartenden besseren Wissenstransfer. Davon unbenommen ist, wenn das politische Ziel für ein Pilot- oder Demonstrationsprojekt im Bereich der Entwicklungszusammenarbeit oder internationalen Industriekooperation liegt.

Ob der für eine Energiewende im Verkehr notwendige EE-Zubau im In- oder Ausland stattfindet, wird letztlich eine gesellschaftliche Diskussion und Frage der politischen Gestaltung sein. Für eine überwiegend inländische Produktion finden sich gleichermaßen gute Argumente u.a. in den Bereichen Technik, Wirtschaft und Soziales, wie auch für einen eher importorientierten Kraftstoffbezug. Mit Blick auf die Fragestellungen in dieser Synergien-Studie ist zu konstatieren, dass PtX-Anlagen in Deutschland als flexible Last wichtige Beiträge zur Stromnetzstabilisierung leisten können, was mit steigender Entfernung der Anlagenstandorte in nur noch geringem Umfang bis gar nicht mehr gegeben ist. Der Beitrag zur Systemdienstleistung in Deutschland sinkt je entfernter der PtX-

Produktionsstandort ist. Das gleiche Muster gilt analog auch für den EU-Stromverbund im Falle von PtX-Standorten außerhalb der EU.

### **Forschungsbedarfe**

- Die Technologie des Oberleitungs-Hybrid-Lkw ermöglicht zahlreiche Hybridisierungsformen, die sehr unterschiedliche Stromnachfragecharakteristiken und Flexibilitätspotenziale mit sich bringen. Die technische Entwicklung sollte hier genau beobachtet werden, um entsprechende Einsatzpotenziale bestimmen und Rückwirkungen auf das Energiesystem rechtzeitig antizipieren zu können. Relevant wäre insbesondere die Möglichkeit einer abschnittswisen Schnellladung von Batterie-Lkw an der Oberleitung.
- Damit das Potenzial von Batteriefahrzeugen zu kurzfristiger Leistungsaufnahme und –abgabe für das Stromsystem nutzbar wird, müssen (a) robuste Verfahren für das gemeinsame energietechnische Management von größeren Fahrzeuganzahlen entwickelt werden (z.B. Regelleistungspools) und (b) die Auswirkungen dieser Verfahren auf Verfügbarkeit und Lebensdauer der Fahrzeuge besser verstanden werden, um Nutzerakzeptanz für diese Technologien zu gewährleisten.
- Das Betriebsverhalten verschiedener Elektrolyseure und PtX-Anlagen soll weiter erprobt und untersucht werden. Industrielle Automatisierungslösungen sowie Erfahrungen im industriellen Einsatz sind erforderlich.
- Auch bei Brennstoffzellen, die eine effiziente und emissionsfreie Umwandlung von Wasserstoff in Strom und Wärme ermöglichen, sind weitere Entwicklungen für den industriellen Einsatz notwendig. Die Rückverstromung von reinem Wasserstoff in Motoren und Gasturbinen ist in Entwicklung. Demonstrationsvorhaben sind geeignet, die Entwicklungen zu validieren und weitere Anpassungsbedarfe für die verschiedenen Anwendungsfälle zu identifizieren.
- Zur Optimierung der Systemintegration wird angeregt die Betriebsführung von Elektrolyseuren in PtX-Systemen sowie die Betriebsführung kompletter PtX-Anlagen im Stromversorgungssystem im Rahmen von Demonstrationsvorhaben ausführlich zu testen und ggf. weiterzuentwickeln.
- Wasserstofftankstellen müssen in hoher Stückzahl gebaut werden, um eine flächendeckende Versorgung mit Wasserstoff zu gewährleisten. Das Gleiche gilt für Elektrolyseure, die an der Tankstelle aufgestellt werden können. Marktdurchdringung bzw. Kostendegressionen können nur erreicht werden, wenn die Technologien auf breiter Basis ausgebracht werden. Von Vorteil ist, wenn hierbei weitgehend vereinheitlichte/standardisierte Anlagenkonzepte (Elektrolyse, Wasserstofftankstellen) eingesetzt werden.

## Literaturverzeichnis

- [Acatech 2012] Deutsche Akademie Der Technikwissenschaft (Acatech): Future Energy Grid: Migrationspfade ins Internet der Energie. Berlin, FEB 2012
- [Agora 2014] Agora Energiewende: Stromspeicher in der Energiewende Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz. Berlin, SEPT 2014
- [Agora 2014b] Nabe, C., & Bons, M.: Der Spotmarktpreis als Index für eine dynamische EEG-Umlage, im Auftrag der Agora Energiewende. Berlin, Juni 2014
- [Agricola 2015] A.-Cl. Agricola, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Geschäftsbereich Energiesysteme und Energiedienstleistungen: Sicherheit und Zuverlässigkeit der Stromversorgung von morgen. In Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 5. JULI 2015, abgerufen unter <http://www.et-energie-online.de/AktuellesHeft/Topthema/tabid/70/NewsId/988/Sicherheit-und-Zuverlässigkeit-der-Stromversorgung-von-morgen.aspx> am 05 JUL 2015
- [Agsten 2012] Agsten, M.: Einfluss gesteuerten Ladens von Elektrofahrzeugen auf die Netzbetriebsführung bei volatiler Windeinspeisung. Universitätsverlag Ilmenau. Ilmenau, 2012
- [Alstom 2015] Sprotte, J. (Alstom Transport Deutschland GmbH): Brennstoffzellenbetriebener Hybridtriebzug – Bethy; Präsentation, Berlin, 01.06.2015
- [arrhenius 2011] arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik.: Kurzstudie:Die künftige Rolle von Gaskraftwerken in Deutschland.Hamburg, OKT 2011
- [BAG 2012] Bundesamt für Güterverkehr: Mautstatistik - Jahrestabellen 2012
- [BDEW 2010] BDEW - Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V: Energie-Info, Investitionen der deutschen Stromversorger, Berlin, Juni 2010; abgerufen unter [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/C125783000558C9FC125766C00051D5D/\\$file/10%2006%2001%20Energie-In-fo%20Investitionen%20der%20Stromversorger%20April2010.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/C125783000558C9FC125766C00051D5D/$file/10%2006%2001%20Energie-In-fo%20Investitionen%20der%20Stromversorger%20April2010.pdf), JUN 2012
- [BDEW 2011] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW): Abschätzung des Ausbaubedarfs in deutschen Verteilungsnetzen aufgrund von Photovoltaik- und Windeinspeisungen bis 2020. Aachen/Bonn, MRZ 2011
- [BDEW 2014] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW): Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2014). Berlin, FEB 2014

- [BDEW 2015] BDEW: Smart Grid Ampelkonzept. Ausgestaltung der gelben Phase. Diskussionspapier. Berlin, 10. März 2015
- [Bertuccioli et al. 2014] Bertuccioli, L.; Chan, A.; Har, D.; Lehner, F.; Madden, B.; Standen, E.: Study on development of water electrolysis in the EU. Brussels, APR 2014, abgerufen unter <http://www.fch.europa.eu/sites/default/files/1%20Study%20on%20the%20Development%20of%20Water%20Electrolysis%20in%20the%20EU.pdf> am 14 SEP 2015
- [BMWi 2014] Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), Forschungsprojekt Nr. 44/12: Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie), SEP 2014
- [BMWi 2014a] Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi): Monitoring-Bericht zur Versorgungssicherheit, Elektrizität. JULI 2014
- [BNA 2014] Bundesnetzagentur (BNA) Monitoringbericht 2014. Bonn, NOV 2014
- [BNA 2015] Bundesnetzagentur (BNA): Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung Bericht der Bundesnetzagentur für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie zur Evaluierung der Anreizregulierung, insbesondere zum Investitionsverhalten der Netzbetreiber, mit Vorschlägen zur weiteren Ausgestaltung. JAN 2015
- [BNA 2015-Glossar] Bundesnetzagentur (BNA): Glossar; Stand MRZ 2015, abgerufen unter [http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/DatenaustauschUndMonitoring/Monitoring/Monitoring2015/Definitionsliste\\_Glossar\\_Abkuerzungsverzeichnis.pdf?blob=publicationFile&v=1](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschUndMonitoring/Monitoring/Monitoring2015/Definitionsliste_Glossar_Abkuerzungsverzeichnis.pdf?blob=publicationFile&v=1) am 05. JUL 2015
- [Bradley 2013] M.J. Bradley & Associates LLC: Electric Vehicle Grid Integration in the U.S., Europe, and China. Studie im Auftrag von ICCT/RAP. Concord, Juli 2013
- [Brantl 2015] Brantl, J. (Bayernwerk AG, Regensburg): Spannungshaltung im Mittel- und Niederspannungsnetz mit hoher Einspeisung regenerativer Energien. Vortrag an der TU München am 29.01.2015
- [Canzler 2013] W. Canzler: Räumliche Mobilität und regionale Unterschiede. In: Datenreport 2013 - Ein Sozialbericht für die Bundesrepublik Deutschland (S. 304 – 322). Bonn, 2013
- [dena 2012] Deutsche Energie-Agentur (dena): Integration der erneuerbaren Energien in den deutschen/europäischen Strommarkt. Berlin, AUG 2012
- [dena 2012a] Deutsche Energie-Agentur (dena): Ausbau und Innovationsbedarf der Stromverteilernetze in Deutschland bis 2030 (dena-Verteilnetzstudie). Berlin, DEZ 2012; abgerufen unter

[http://www.dena.de/fileadmin/user\\_upload/Publikationen/Energiesysteme/Dokumente/131231\\_dena\\_Broschuere\\_Fakten\\_PowertoGas.pdf](http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Energiesysteme/Dokumente/131231_dena_Broschuere_Fakten_PowertoGas.pdf) am 14. SEP 2015

- [dena 2013] Deutsche Energie-Agentur (dena): Power to Gas. Eine innovative Systemlösung auf dem Weg zur Marktreife. Berlin, DEZ 2013
- [dena 2014] Deutsche Energie-Agentur (dena): Studie Systemdienstleistungen 2030. Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Berlin, FEB 2014
- [DIHK 2015] Deutscher Industrie- und Handelskammertag (DIHK): Faktenpapier Ausbau der Stromnetze. Berlin/Brüssel, JAN 2015
- [DLR et al. 2012] Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global (**Leitstudie 2011**); im Auftrag des BMU. 29. MRZ 2012
- [DLR et al. 2013] DLR, IFEU, LBST, DBFZ: **CNG und LPG** – Potenziale dieser Energieträger auf dem Weg zu einer nachhaltigeren Energieversorgung des Straßenverkehrs. Kurzstudie im Rahmen der Wissenschaftlichen Begleitung, Unterstützung und Beratung des BMVBS in den Bereichen Verkehr und Mobilität mit besonderem Fokus auf Kraftstoffen und Antriebstechnologien sowie Energie und Klima. Heidelberg, Berlin, Ottobrunn, Leipzig, JULI 2013
- [DLR et al. 2014] DLR, IFEU, LBST, DBFZ: **LNG** als Alternativkraftstoff für den Antrieb von Schiffen und schweren Nutzfahrzeugen. Kurzstudie im Rahmen des Auftrags Wissenschaftliche Begleitung, Unterstützung und Beratung des BMVBS in den Bereichen Verkehr und Mobilität mit besonderem Fokus auf Kraftstoffe und Antriebstechnologien sowie Energie und Klima des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI). München/Ottobrunn, Heidelberg, Berlin, MRZ 2014
- [DLR et al. 2014a] DLR, IFEU, LBST, DBFZ: **Power-to-Gas (PtG)** im Verkehr Aktueller Stand und Entwicklungsperspektiven. Kurzstudie im Rahmen des Auftrags Wissenschaftliche Begleitung, Unterstützung und Beratung des BMVBS in den Bereichen Verkehr und Mobilität mit besonderem Fokus auf Kraftstoffen und Antriebstechnologien sowie Energie und Klima des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI). München, Heidelberg, Leipzig, Berlin, MAI 2014
- [DLR et al. 2014b] Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Ingenieurbüro für neue Energien (IFEU), Ludwig Bölkow Systemtechnik (LBST), Deutsches

- Biomasseforschungszentrum gemeinnützige (DBFZ): **Erneuerbare Energien im Verkehr** – Potenziale und Entwicklungsperspektiven verschiedener erneuerbarer Energieträger und Energieverbrauch der Verkehrsträger; Studie im Auftrag des BMVI zur Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie der Bundesregierung (MKS), OKT 2014
- [DLR et al. 2015] Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), LBST, Fraunhofer ISE, KBB: Studie über die Planung einer Demonstrationsanlage zur Wasserstoff-Kraftstoffgewinnung durch Elektrolyse mit Zwischenspeicherung in Salzkavernen unter Druck. Stuttgart, FEB 2015
- [Drake et al. 2013] Drake, F.; Gatzen, C.; Hauptmeier, E., Schulte, F.: Sind Speicher wirklich der fehlende Baustein zur Energiewende? In ENERGIE-WIRTSCHAFTLICHE TAGESFRAGEN 63. Jg. (2013) Heft 8
- [DVGW 2014] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. (DVGW): Management Summary Nutzen von Smart-Grid-Konzepten unter Berücksichtigung der Power-to-Gas-Technologie. MRZ 2014
- [DVGW 2015] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. (DVGW): Management Summary Nutzen der Power-to-Gas-Technologie zur Entlastung der 110kV-Stromverteilungsnetze. MRZ 2015
- [EBF / IVI 2015] EBF Dresden; Fraunhofer IVI: Konzept für eine städteübergreifende Einführung von elektrisch angetriebenen Linienbussen in Thüringen (Aktualisierter Endbericht). Dresden, Februar 2015
- [efzn 2013] Energie-Forschungszentrum Niedersachsen (efzn): Studie Eignung von Speichertechnologien zum Erhalt der Systemsicherheit. Goslar, MRZ 2013
- [e-mobil BW et al. 2013] e-mobil BW GmbH- Landesagentur für Elektromobilität und Brennstoffzellentechnologie, LBST: Die Rolle von Wasserstoff in der Energiewende Entwicklungsstand und Perspektiven, Stuttgart, DEZ 2013
- [EnLAG-Monitoring 2015] EnLAG – Monitoring Stand des Ausbaus nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) zum ersten Quartal 2015. Bonn, MAI 2015; abgerufen unter <http://www.netzausbau.de/DE/Vorhaben/EnLAG-Vorhaben/EnLAGVorhaben-node.html> am 10 AUG 2015
- [ewi 2010] J. Richter, D. Lindenberger: Potenziale der Elektromobilität bis 2050. Eine szenarienbasierte Analyse der Wirtschaftlichkeit, Umweltauswirkungen und Systemintegration (Endbericht). Köln, 2010
- [FfE 2011] Philipp Nobis, Christoph Pellingner: eFlott - Wissenschaftliche Analysen zur Elektromobilität (Endbericht). OKT 2011, München

- [Gnann et al. 2012] T. Gnann, P. Plötz, M. Wietschel: Brauchen wir öffentliche Ladesäulen für Elektromobilität?, Automobiltechnische Zeitschrift, Nr. 7, S. 70-73, Oktober 2012
- [Günnewig et al. 2009] D. Günnewig: Abschätzung der Ausbaupotenziale der Windenergie an Infrastrukturachsen und Entwicklung von Kriterien der Zulässigkeit - Band III. Im Auftrag des BMUB. Hannover, Berlin, Varel, Magdeburg 2009
- [Greenpeace 2015] Greenpeace Energy eG: Bedeutung und Notwendigkeit von Windgas für die Energiewende in Deutschland. Windgas-Studie. AUG 2015, Hamburg
- [Hochbahn 2015] Hochbahn – Innovationslinie 109.  
[http://www.hochbahn.de/wps/portal/de/home/hochbahn/aktuelles/innovationslinie+site?1dmy&current=true&urile=wcm%3Apath%3A%2Fhochbahn\\_conten%2Fhome%2Fhochbahn%2Faktuelles%2Finnovationslinie%2Bsite](http://www.hochbahn.de/wps/portal/de/home/hochbahn/aktuelles/innovationslinie+site?1dmy&current=true&urile=wcm%3Apath%3A%2Fhochbahn_conten%2Fhome%2Fhochbahn%2Faktuelles%2Finnovationslinie%2Bsite)  
abgerufen am 25.9.2015
- [HyUnder 2014] HyUnder-Project: Developing an Implementation Plan for the Large Scale Storage of Hydrogen in Europe. AP6 Fallstudien, Modellierungsansatz, hier insbesondere German Case Study. HyUnder Workshop, Paris, 12 FEB 2014
- [IFEU 2014] Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH (IFEU):. Aktualisierung „Daten - und Rechenmodell: Energieverbrauch und Schadstoffemissionen des motorisierten Verkehrs in Deutschland 1960-2030“ (TREMODO) für die Emissionsberichterstattung. Im Auftrag des Umweltbundesamtes Heidelberg, 2014 .
- [IFHT 2013] Thomas Pollok, Torsten Sowa (IFHT Aachen): Begleitforschung zu Verteilnetzrestriktionen im Rahmen des VW-Flottenversuchs Elektromobilität, Abschlusspräsentation. Wolfsburg, Dezember 2013
- [ISE 2013] Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme (ISE): Energiesystem Deutschland 2050. Freiburg, NOV 2013
- [ISI 2013] Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI): Eine Bewertung der Regelenergievermarktung im Power-to-Gas-Konzept. In Zeitschrift für Energiewirtschaft 37 (2013), Nr.3, S.161-175, AUG 2013, abgerufen unter <http://publica.fraunhofer.de/dokumente/N-268901.html> am 03 AUG 2015
- [IWES 2011] N. Gerhardt et al.: „Bahnstrom Regenerativ - Analyse und Konzepte zur Erhöhung des Anteils der Regenerativen Energie des Bahnstroms“. Fraunhofer IWES / IKEM / BBH / DB Netze, im Auftrag des BMU. Kassel, September 2011
- [IWES 2013] C. Hoffmann et al.: Wissenschaftliche Unterstützung bei der Erstellung von fahrzeugbezogenen Analysen zur Netzintegration von Elektrofahrzeugen

unter Nutzung erneuerbarer Energien. Fraunhofer IWES / IKEM im Auftrag des BMU. Kassel, 2013

- [IWES 2014] Fraunhofer IWES: Energiewirtschaftliche Bedeutung der Offshore-Windenergie für die Energiewende. Kurzfassung. Online verfügbar unter [https://www.fraunhofer.de/content/dam/zv/de/forschungsthemen/energie/En\\_ergiewirtschaftliche-Bedeutung-von-Offshore-Windenergie.pdf](https://www.fraunhofer.de/content/dam/zv/de/forschungsthemen/energie/En_ergiewirtschaftliche-Bedeutung-von-Offshore-Windenergie.pdf), zuletzt geprüft am 31.03.2016
- [IWES et al. 2014] Fraunhofer IWES: Kombikraftwerk 2. Kurzbericht. AUG 2014
- [IWES et al. 2015] Fraunhofer IWES, Ifeu, Fraunhofer IBP, SUER: Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr. Abschlussbericht. 2015
- [JEC 2013] JRC, EUCAR, CONCAWE: Well-to-Wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Powertrains in the European Context – TANK-TO-WHEELS Report Version 4.0. Juli 2013
- [Jentsch 2014] Jentsch, M.: Potenziale von Power-to-Gas Energiespeichern. Modellbasierte Analyse des markt- und netzseitigen Einsatzes im zukünftigen Stromversorgungssystem. Dissertation. Universität Kassel. Online verfügbar unter <http://publica.fraunhofer.de/dokumente/N-336756.html>. Kassel, OKT 2014
- [KiD 2010] WVI, IVT, DLR, KBA: Kraftfahrzeugverkehr in Deutschland 2010. Ergebnisbericht und Datensatz. 2012
- [Kisacikoglu et al. 2011] M. Kisacikoglu, B. Ozpineci, L. M. Tolbert: "Reactive Power Operation Analysis of a Single-Phase EV/PHEV Bidirectional Battery Charger" In: Proceedings of the 8th International Conference on Power Electronics, Jeju, Korea, May 30 - June 3, 2011
- [Köpke 2015] Köpke, R. „RWE testet innovative Power-to-Gas-Anlage“; in Energie & Management. 15 SEP 2015
- [LBST 2013] Albrecht, U., Schmidt, P., Weindorf, W., Wurster, R., Zittel, W. (LBST – Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH): Zukünftige Kraftstoffe für Verbrennungsmotoren und Gasturbinen. Eine Expertise für die FVV. OKT 2013
- [LBST 2016a] Schmidt, P., Zittel, W., Weindorf, W., Raksha, T. (LBST – Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH): Renewables in transport 2050 – Empowering a sustainable mobility future with zero emission fuels from renewable electricity; München/Frankfurt a.M., 2016
- [LBST 2016] Schmidt, P., Weindorf, W. Raksha, T., Zerhusen, J., Michalski, J. (LBST – Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH): Power-to-gas – Short term and long term opportunities to leverage synergies between the electricity and

transport sectors through power-to-hydrogen – Application A: Hydrogen from power-to-gas for use in refineries; Eine Expertise für die Fondation Tuck, JAN 2016

- [Linssen et al. 2012] Linssen, J., Bickert, S., & Hennings, W.: Netzintegration von Fahrzeugen mit elektrifizierten Antriebssystemen in bestehende und zukünftige Energieversorgungsstrukturen. FZ Jülich, 2012
- [Lohmeyer 2013] I. Düring et al.: Aktualisierung des MLuS 02 – Erstellung der RLuS. Ingenieurbüro Lohmeyer / ifeu-Institut im Auftrag der Bundesanstalt für Straßenwesen. Bergisch Gladbach, 2013
- [MiD 2008] infas, DLR: Mobilität in Deutschland 2008. Ergebnisbericht und Datensatz. 2010
- [MKS 2013] DLR, LBST, ifeu: „Elektrifizierung von Teilstrecken der Bundesautobahn (BAB) und Einsatz von Hybrid-Oberleitungs-Lkw (HO-Lkw)“; beauftragt durch das BMVI im Rahmen der Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie; bisher unveröffentlicht. MRZ 2013
- [NEP 2015] Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2015. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. 30 APR 2014
- [NEP 2016] Übersichtskarten des zweiten Entwurfs NEP 2025; Februar 2016; letzter Zugriff 04.04.2016,  
[http://www.netzentwicklungsplan.de/\\_NEP\\_file\\_transfer/NEP\\_2025\\_2\\_Entwurf\\_Uebersichtskarten.pdf](http://www.netzentwicklungsplan.de/_NEP_file_transfer/NEP_2025_2_Entwurf_Uebersichtskarten.pdf)
- [Nobis et al. 2015] Nobis, P., Samweber, F., & Fischhaber, S.: Netzstabilität mit Elektromobilität. In: 9. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, 2015
- [NOW 2011] Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellen-technologie: NOW-Studie: Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien. Berlin, 2011
- [NOW 2014] Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie: Öffentliche Ladeinfrastruktur für Städte, Kommunen und Versorger. Kompendium für den interoperablen und bedarfsgerechten Aufbau von Infrastruktur für Elektrofahrzeuge, S. 41. Berlin, 2014
- [NPE 2013] Nationale Plattform Elektromobilität (NPE) – Technischer Leitfaden Ladeinfrastruktur. AUG 2013, abgerufen unter [http://www.elektromobilitaet.din.de/sixcms\\_upload/media/3310/NPE\\_AG\\_4\\_Technischer\\_Leitfaden\\_Ladeinfrastruktur.pdf](http://www.elektromobilitaet.din.de/sixcms_upload/media/3310/NPE_AG_4_Technischer_Leitfaden_Ladeinfrastruktur.pdf) am 30 MRZ 2015
- [Oehsen 2012] Oehsen, A. v.: Entwicklung und Anwendung einer Kraftwerks- und Speichereinsatzoptimierung für die Untersuchung von Energieversorgungs-

- szenarien mit hohem Anteil erneuerbarer Energien in Deutschland. Dissertation. Universität Kassel, 2012
- [Öko-Institut 2011] Öko-Institut e.V.: Betrachtung der Umweltentlastungspotenziale durch den verstärkten Einsatz von kleinen, batterieelektrischen Fahrzeugen im Rahmen des Projekts „E-Mobility“. Berlin, OKT 2011
- [Öko-Institut 2013] Öko-Institut e.V.: Working Paper 1/2013: Strombasierte Kraftstoffe im Vergleich – Stand heute und die Langfristperspektive. Freiburg, OKT 2013
- [Öko-Institut 2014] Öko-Institut e.V.: eMobil 2050 – Szenarien zum möglichen Beitrag des elektrischen Verkehrs zum langfristigen Klimaschutz. Berlin, SEP 2014
- [Öko-Institut et al. 2014] Öko-Institut e.V., Fraunhofer ISI: Klimaschutzszenario 2050. Berlin, AUG 2014
- [Prognos 2010] Prognos, EWI, gws: Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung, Basel/Köln/Osnabrück, AUG 2010
- [Prognos 2012] Prognos AG: Bedeutung der thermischen Kraftwerke für die Energiewende, Endbericht. Berlin, NOV 2012
- [Schmidt et al. 2014] Schmidt, J., Eisel, M., & Kolbe, L. M.: Assessing the potential of different charging strategies for electric vehicle fleets in closed transport systems. Energy Policy, 74, S. 179–189.  
<http://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.08.008>
- [Schuller et al. 2014] Schuller, A., Dietz, B., Flath, C. M., & Weinhardt, C.: Charging Strategies for Battery Electric Vehicles: Economic Benchmark and V2G Potential. IEEE Transactions on Power Systems, 29 (5), S. 2014–2022.  
<http://doi.org/10.1109/TPWRS.2014.2301024>
- [Schuller / Rieger 2013] Schuller, A., & Rieger, F. (2013). Assessing the Economic Potential of Electric Vehicles to Provide Ancillary Services: The Case of Germany. Zeitschrift Für Energiewirtschaft, 37 (3), S. 177–194.  
<http://doi.org/10.1007/s12398-013-0112-x>
- [Sternner 2014] Sternner, M., Ostbayerische Technische Hochschule (OTH) Regensburg, Forschungsstelle Energienetze und Energiespeicher (FENES): Power-to-Gas – zwischen Mythos und Wahrheit; DENA Jahreskonferenz Power-to-Gas 2014, 2. Juli 2014
- [StromNEV] Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung – StromNEV)
- [SWM 2015] Stadtwerke München GmbH (SWM), Pressemitteilung: SWM erweitern ihr virtuelles Kraftwerk: weltweit größte Power-to-Gas-Anlage eingebunden, München, 15 JUL 2015

- [Tremel 2014] Tremel, A. (Siemens AG): Elektrolyse und chemische Synthese als Schlüsseltechnologien für Power-to-Gas. Vortrag im Rahmen des TUM-Workshop "SNG als Schlüssel für künftige Energiesysteme" am 09. MAI 2014 in Garching
- [TU Chemnitz 2011] J. F. Krems et al.: Verbundprojekt MINI E powered by Vattenfall V2.0, Schlussbericht. Chemnitz, 2011
- [ÜNB 2014] Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB): Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2014 nach EnWG § 12 Abs. 4 und 5. Berlin, SEP 2014
- [V2.0 2011] Projekt: Gesteuertes Laden V2.0 im FUE-Programm „Förderung von Forschung und Entwicklung im Bereich der Elektromobilität“ des BMU. OKT 2011
- [VDE 2011] VDE: Anwendungsregel 2011-08 (VDE-AR-N 4105): Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz
- [VDI 2013] VDI: Statusreport 2013. Fossil befeuerte Großkraftwerke in Deutschland. Stand, Tendenzen, Schlussfolgerungen. DEZ 2013
- [VDN 2007] Verband der Netzbetreiber e.V. beim VDEW (VDN): TransmissionCode 2007. Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Ausgabe: Version 1.1. Berlin, AUG 2007
- [VDN 2007a] Verband der Netzbetreiber e.V. beim VDEW (VDN): DistributionCode 2007 Regeln für den Zugang zu Verteilungsnetzen. Berlin, AUG 2007
- [VDV 2015] Verband Deutscher Verkehrsunternehmen e.V. (VDV): VDV-Statistik 2014. Köln, SEP 2015 [ZVEI 2012] Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie (ZVEI): Fünf offene Fragen und Antworten Elektromobilität: Eine Positionsbestimmung. Frankfurt am Main, OKT 2012