ISSN 2628-4154

Ausgabe 3 ▪ September 2019

Deutsche
Verkehrswissenschaftliche
Gesellschaft e.V.

Journal für Mobilität und Verkehr

Alternative Antriebe

Inhaltsverzeichnis

CO_2-neutrale Kraftstoffe aus dezentralen Syntheseanlagen – Ansatz, Status Quo und der Blick nach vorne
Michael Klumpp, Tim Böltken, Alexander Gräfenhahn, Michael Riedinger, Peter Pfeifer, Roland Dittmeyer 1

Methodik einer Machbarkeitsstudie zum Einsatz batterieelektrischer Triebwagen (BEMU) am Beispiel des VVO-Dieselnetzes
Benjamin Ebrecht, Daniel Walter, Ivo Zedlitz, Ulrich Zimmermann 11

Stromversorgung von Batteriezügen mittels Oberleitung: Modell für eine kundenfreundliche regulatorische Einordnung der elektrischen Energieversorgungsanlagen für Batterietriebzüge
Stefan El-Barudi, Marcus Kliefoth, Florian Baentsch 21

Alternative Antriebe für Linienbusse vor dem Hintergrund der Novelle der Clean Vehicles Directive der EU – eine ökologisch-ökonomische Gesamtbetrachtung
Ralph Pütz, Peter Bronnenberg 29

Brennstoffzellensysteme im Straßenverkehr als Antriebskonzept für die Mobilität der Zukunft
Marco Menze, Markus Schödel, Ole Willers, Jörg Seume 40

Journal für Mobilität und Verkehr
ISSN 2628-4154
www.dvwg.de

CO_2-neutrale Kraftstoffe aus dezentralen Syntheseanlagen – Ansatz, Status Quo und der Blick nach vorne

Michael Klumpp, Tim Böltken, Alexander Gräfenhahn, Michael Riedinger, Peter Pfeifer, Roland Dittmeyer*

siehe Autorenangaben

Abstract

Dieser Beitrag analysiert den Status erneuerbarer Energieträger im Mobilitätssektor und zeigt die Relevanz CO_2-neutraler flüssiger Kraftstoffe zur Erreichung der Klimaschutzziele auf. Verschiedene Optionen des unter dem Begriff „Power-to-X" bekannten Konzeptes zur Sektorenkopplung werden beleuchtet. Die Synthese von Fischer-Tropsch-Kraftstoffen aus CO_2 und erneuerbarem Strom in modularen Anlagen wird beschrieben und deren technische Realisierbarkeit anhand konkreter Beispiele, unter anderem aus dem Kopernikus-Projekt „P2X", belegt.

Schlagwörter/Keywords:
Power-to-Fuel, e-Fuels, CO_2-neutraler Kraftstoff, Fischer-Tropsch-Synthese, Power-to-X

1. Einleitung

In Politik, Gesellschaft und Industrie herrscht mittlerweile weitgehend Einigkeit darüber, dass die anthropogenen Emissionen von Treibhausgasen (THG) – allen voran von Kohlendioxid (CO_2) – zur Erwärmung des Erdklimas führen. Die Auswirkungen sind bereits jetzt zu beobachten: 2018 lag die globale Durchschnittstemperatur 0,8 °C über dem Referenzzeitraum 1951-1980 und 18 der 19 heißesten Jahre traten seit 2001 auf (NASA, 2019). Auch der deutsche Sommer 2019 war laut dem Deutschen Wetterdienst (Deutscher Wetterdienst, 2019) nach 2003 und 2018 der drittwärmste seit Beginn der regelmäßigen Messungen im Jahr 1881. Der Klimawandel hat durch die steigende Anzahl an extremen Wetterereignissen, wie anhaltenden Dürreperioden, Überschwemmungen, Stürmen und steigender Meeresspiegel, das Potenzial, die Lebensgrundlage der Menschen weltweit zu gefährden. Die Folgen für Wirtschaft und Gesellschaft sind immens und machen an keiner Landesgrenze halt. Noch besteht aber Handlungsspielraum: Gemäß dem Sonderbericht der IPCC vom Oktober 2018 (IPCC, 2018) ließe sich die globale Erderwärmung auf 1,5 °C begrenzen, wenn bis spätestens 2050 global „Netto-Null" der Treibhausgasemissionen erreicht würde, also nicht mehr THG emittiert werden als durch biologische (Stichwort Aufforstung) oder technische Systeme (Stichwort Direct Air Capture) der Atmosphäre entzogen werden.

Folglich steht die Weltgemeinschaft vor der Herausforderung, ihre Energiegewinnung und -nutzung einem Paradigmenwechsel zu unterziehen: Die primäre Energiequelle darf nicht länger fossiler Natur sein. Vielmehr gilt es, die natürlichen Energiequellen zu nutzen und die gesamten energetischen und stofflichen Wertschöpfungsketten auf den erneuerbaren Strom auszurichten.

Neben der damit verbundenen Notwendigkeit eines beschleunigten Zubaus an Erzeugungskapazität ist dabei die fluktuierende Natur der erneuerbaren Energiequellen (EE) zu berücksichtigen und das Energiesystem mit all seinen Facetten darauf entsprechend anzupassen. Denn zu bestimmten Zeiten und an gewissen Orten besteht eine Diskrepanz zwischen zur Verfügung stehender erneuerbarer Energie (Sonneneinstrahlung, Wind) und dem Bedarf an erneuerbarem Strom. So zeigt Abbildung 1(a) für den Fall Deutschland den zeitlichen Verlauf des im Januar und August 2019 erzeugten erneuerbaren Stroms mit einerseits den tageszeitabhängigen Fluktuationen und andererseits den saisonalen Unterschieden (Wind – Sonne). Hinzu kommen geographische und geopolitische Gegebenheiten (windreicher Norden, sonnenreicher Süden, wirtschaftliche Ballungsräume im Westen), die auch eine örtliche Diskrepanz zwischen Erzeugung des erneuerbaren Stroms und dessen Gebrauch verursachen (Abb. 1(b)). Diese Betrachtung lässt sich naturgemäß auch für andere Regionen der Erde mit den dort gegebenen Rahmenbedingungen anstellen.

* Korrespondierender Autor.
E-Mail: roland.dittmeyer@kit.edu (R. Dittmeyer)

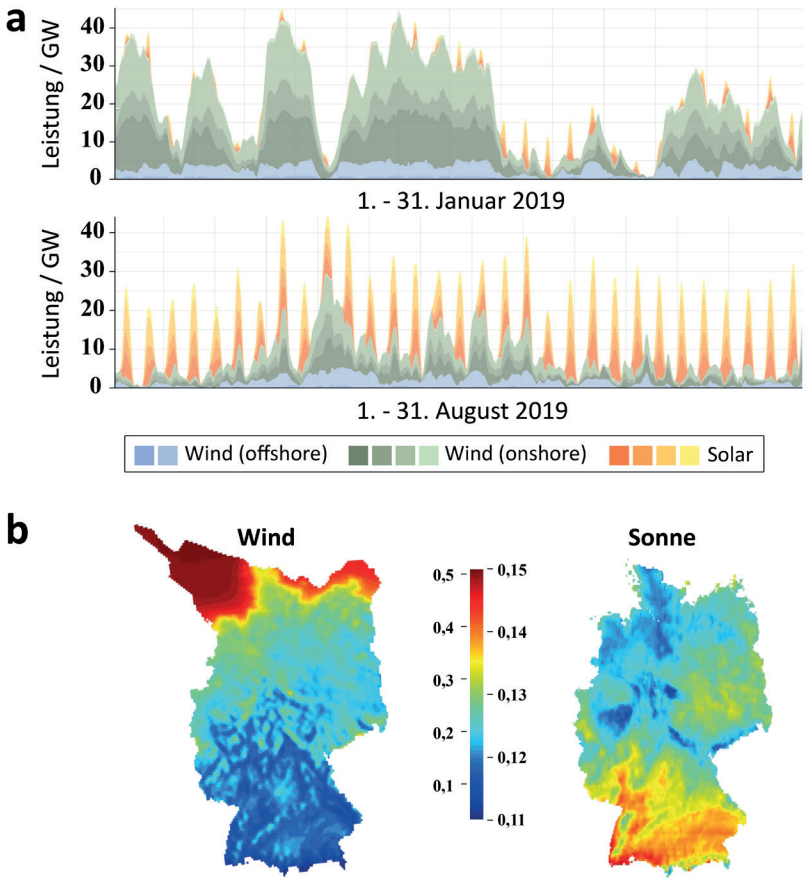


Abbildung 1: Erzeugung elektrischen Stroms aus erneuerbaren Quellen in Abhängigkeit der Zeit und des Ortes.
(a) Zeitliche Fluktuationen in der Leistung aus Wind- und Solarenergie im Januar und August 2019 (Deutschland, Graphik angepasst nach: (Fraunhofer ISE, 2019)) und
(b) mittlere Kapazitätsfaktoren von Sonnen- und Windenergie (Mittelwert 1995 – 2015, Graphik angepasst aus: (Deutscher Wetterdienst, 2018)).

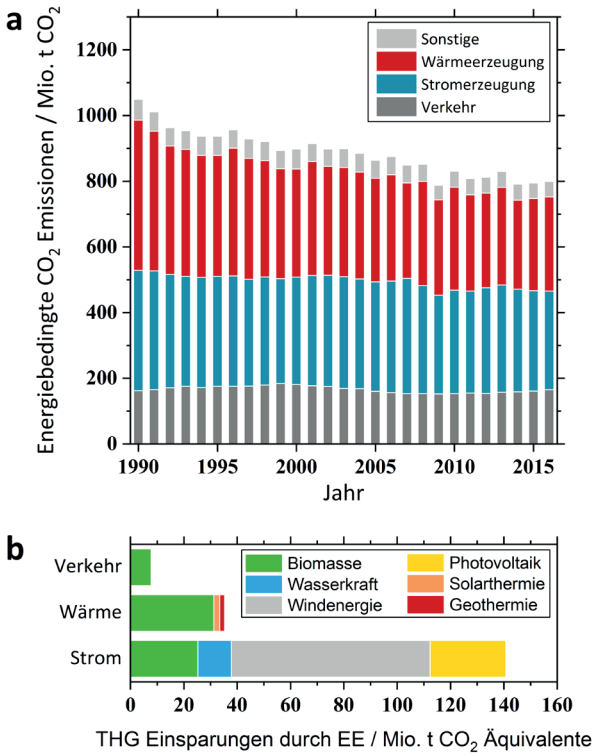
Sektorkopplung – zentraler Bestandteil des zukünftigen Energiesystems

Die Abkehr von THG-verbundener Energieerzeugung betrifft sämtliche Sektoren der Industriegesellschaften. Wie in Abbildung 2(a) dargestellt, sind dies in Deutschland neben dem Stromsektor insbesondere die Sektoren der Wärme- und Kälteerzeugung und des Transports. Neben der Effizienzsteigerung (Reduktion des Energieverbrauchs, bspw. durch energetische Gebäudesanierung und intensivierte Industrieprozesse) werden aber auch CO_2-neutrale, alternative und neuartige Strategien für Energiespeicherung und -transport benötigt. Hier stellen die sogenannten Power-to-X-Technologien einen vielversprechenden Ansatz dar: ausgehend von CO_2-neutraler elektrischer Energie („Power“) wird über technische Lösungen („to“) die elektrische Energie in andere Energieformen und -träger („X“) umgewandelt. Diese kann einerseits im Bereich des Wärmesektors z.B. Hochtemperatur-Wärme sein („Power-to-Heat“), die entsprechend dem Stromangebot erzeugt, gespeichert und bedarfsgerecht genutzt werden kann oder im Bereich der chemischen Energiespeicherung über elektrochemische und katalysierte chemische Reaktionen in Form von chemischen Bindungen. Letztere Ansätze werden dann, abhängig vom Zielprodukt, als Power-to-Fuel, Power-to-Gas, Power-to-Chemicals bezeichnet. Die Power-to-X-Technologien sind damit prädestiniert für die Kopplung unterschiedlicher Energiesektoren, was aufgrund der oben dargelegten Charakteristika der erneuerbaren Energiequellen eine zentrale Anforderung an ein stabiles zukünftiges Energiesystem ist.

Für die Defossilisierung (Abkehr von fossilen Rohstoffquellen, insbes. Erdöl und -gas) der Energie-, Rohstoff- und Kraftstoffversorgung werden seit Jahren auch biomassebasierte Lösungen propagiert, demonstriert und angewendet. Diese reichen von der Nutzung biogener Brennstoffe über die fermentative Erzeugung von Biogas und Bioalkoholen bis hin zur synthetischen Erzeugung von Biokraftstoffen und chemischen Grundstoffen. Im bunten Puzzle der zukünftigen CO_2-freien Energie- und Rohstoffbereitstellung werden diese Ansätze eine wichtige Stellung einnehmen, jedoch – wie alle anderen diskutierten Ansätze – nicht alleinig zur Versorgung der Gesellschaft ausreichen, erfordern sie doch (sieht man von der Biomasseresteverwertung ab) auch zusätzlich Anbaufläche.

Während in Deutschland der Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung in den letzten Jahren stetig zunahm (wenngleich Zubau derzeit abflachend), so sind insbesondere in den Sektoren Wärme/Kälte und Transport noch wenig Erfolge bei der Integration CO_2-freier Energien zu verzeichnen: So zeigt Abbildung 2(b) die Menge an vermiedenen THG-Emissionen in Deutschland durch Nutzung alternativer Energie- und Rohstoffquellen im Jahre 2018. Es ist deutlich

Abbildung 2: Energiebedingte CO_2-Emissionenen und Einsparungen.
(a) Emissionen nach Sektoren 1990 – 2016 (Datenquellen: (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2018)),
(b) Einsparung durch erneuerbare Energien und Rohstoffquellen im Jahr 2018 nach Sektoren und EE-Quellen (Datenquellen: (Umweltbundesamt, 2019))



erkennbar, dass im Stromsektor bereits eine Vielzahl an unterschiedlichen Technologien zu einer signifikanten Emissionsreduktion beiträgt, während insbesondere im Transportsektor derzeit lediglich die biomassebasierten Treibstoffe implementiert sind.

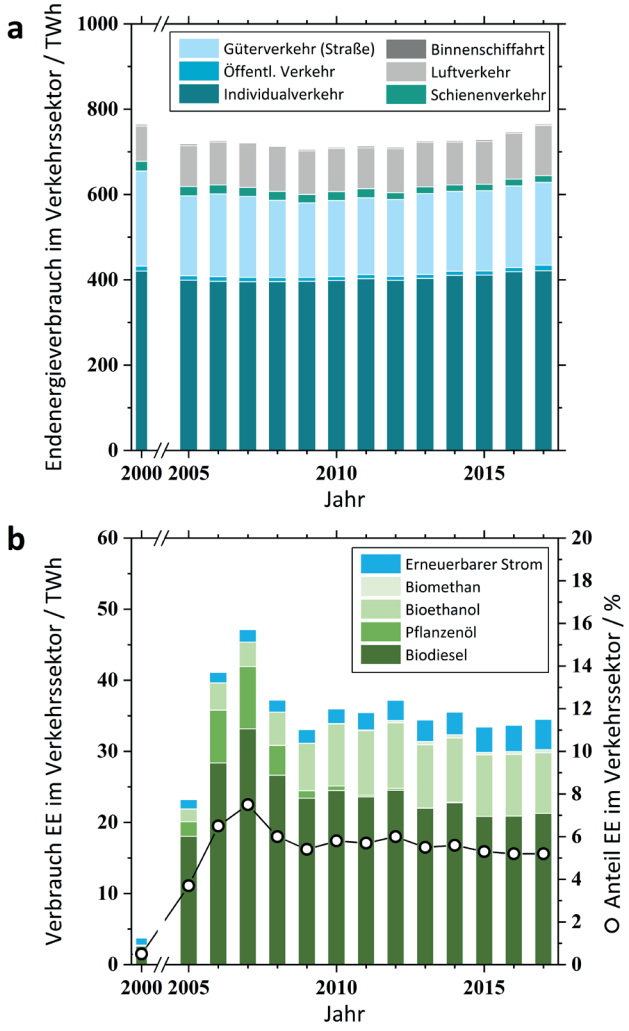
Im Folgenden soll zunächst ein Überblick über die derzeitige Situation im Bereich des Transportsektors gegeben werden, bevor in Abschnitt 2 Kraftstoffe erzeugt nach dem Power-to-X-Konzept vorgestellt und diskutiert werden und in Abschnitt 3 auf die flüssigen, CO_2-neutralen Fischer-Tropsch-Kraftstoffe im Detail eingegangen wird.

Verkehrswende – wo stehen wir heute?

Wie oben bereits erwähnt, lassen sich gut 20 % der deutschen energiebedingten CO_2-Emissionen dem Transportsektor zuschreiben. Diese wiederum stammen wie in Abbildung 3(a) dargestellt in Deutschland zum überwiegenden Teil aus dem Straßenverkehr, gefolgt vom Flugverkehr. Wenngleich über politisch gesetzte Richtlinien (E5 bzw. E10) in Deutschland bereits ein gewisser Anteil an erneuerbaren Kraftstoffen im Markt Einzug gehalten hat, so sind diese wie in Abbildung 3(b) gezeigt nahezu ausschließlich biogener Natur und deren Anteil zudem seit Jahren stagnierend. Die Elektromobilität als eine Möglichkeit, den Transportsektor über erneuerbaren Strom direkt CO_2-neutral zu gestalten, trägt in Deutschland bei weitem noch nicht zu einem signifikanten Anteil der CO_2-Einsparung bei. Der Anteil von 12 % des erneuerbaren Stroms an den erneuerbaren Energien im Verkehrssektor bzw. von weniger als 1 % am gesamten Energieverbrauch im Transportsektor ist hauptsächlich dem Schienenverkehr zuzuschreiben, wird die absolute Zahl zugelassener vollelektrischer oder Hybrid-Fahrzeuge in Deutschland betrachtet (Marktanteil elektrische Fahrzeuge lag 2017 bei 1,56 % (0,71 % vollelektrischer Antrieb, 0,85 % Plug-in-Hybrid (European Alternative Fuels Observatory, 2019). Neuzulassungen rein batterieelektrischer Fahrzeuge in 2018: ca. 36.000 (Kraftfahrt-Bundesamt, 2019)).

Während im Bereich des Individualverkehrs – insbesondere im städtischen Raum – die Elektromobilität und neue Mobilitätskonzepte inkl. neuer Ansätze und Anreize im ÖPNV (siehe auch (DVWG, 2019)) zu einer Reduktion des CO_2-Ausstoßes führen können und werden, so sind diese Ansätze nur

Abbildung 3: Zeitlicher Verlauf des Energieverbrauchs im deutschen Verkehrssektor.
(a) Endenergieverbrauch nach Transportmittel (Datenquellen: (Kraftfahrt-Bundesamt, 2018)),
(b) Verbrauch erneuerbarer Elektrizität sowie erneuerbarer Kraftstoffe im Verkehrssektor (Datenquelle: (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2018)).



bedingt für den ländlichen Raum und auf andere Transportsektoren übertragbar. Besonders der Schwerlast-, Schiffs- und Flugverkehr ist mit den derzeitigen Antriebskonzepten klar auf die hohe Speicherdichte der flüssigen Kraftstoffe angewiesen. Im zukünftigen CO_2-neutralen Energiesystem werden solche regenerativ erzeugten Kohlenwasserstoffe als Brenn- oder Kraftstoffe in großem Umfang benötigt (Umweltbundesamt, 2014). Eine CO_2-neutrale Alternative zu den fossilen Kraftstoffen über die Power-to-X-Konzepte bereitzustellen, hat hier mehrere positive Aspekte: Kurz- und mittelfristig kann so unter Nutzung gegebener Infrastruktur sowie vorhandener Fahr- bzw. Flugzeuge die CO_2-Bilanz verbessert werden. Zudem verspricht dieser Ansatz mittel- bis langfristig einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit und Stabilisierung des Stromnetzes mit überwiegend erneuerbarem Strom zu liefern. Aufgrund der Tatsache, dass sich diese Technologien einfach skalieren und unabhängig von den örtlichen Rahmenbedingungen anwenden lassen (siehe dazu auch Abschnitt 3), bieten sie darüber hinaus die Möglichkeit des Exportes und über die Multiplikationseffekte die Chance, einen signifikanten Anteil zur Reduktion der CO_2-Emissionen beizutragen.

2. Vom erneuerbaren Strom zum Kraftstoff für nachhaltige Mobilität

Für die Herstellung CO_2-neutraler Kraftstoffe und Energieträger werden derzeit in Wissenschaft und Forschung unterschiedlichste Konzepte erforscht, erprobt und demonstriert. Auch wenn die Auflistung der möglichen Konzepte hier nur unvollständig sein kann, fasst Abbildung 4 die meistdiskutierten Pfade zusammen. Allen gemein ist die Tatsache, dass erneuerbarer Strom über ein Elektrolyseverfahren Eingang in die chemische Prozesskette findet. Aus Elektrolyse gewonnener Wasserstoff stellt somit den einfachsten chemischen Power-to-X-Energieträger dar. Dieser kann dabei in Form von verflüssigtem bzw. komprimierten Wasserstoff direkt für z.B. Brennstoffzellenanwendungen genutzt werden oder über neuartige Konzepte mit höherer volumetrischer Energiedichte und einfacherer Handhabung gespeichert werden. An dieser Stelle sei das Konzept der „Liquid Organic Hydrogen Carrier“ (LOHC) genannt. Weitere Informationen hierzu können z.B. dem Übersichtsartikel von Preuster und Kollegen (Preuster, Papp, & Wasserscheid, 2017) entnommen werden.

Aus dem durch Elektrolyse gewonnenen Wasserstoff kann auch mit CO_2 (zu dessen Gewinnung siehe unten) das sogenannte Synthesegas (Mischung aus Kohlenmonoxid (CO) und H_2) erhalten werden, welches in verschiedensten Prozessen in Kraftstoffe und andere chemische Wertprodukte umgesetzt werden kann. Dabei stehen Verfahren zur Verfügung, die gasförmige Kohlenwasserstoffe (Methan, erneuerbares Flüssiggas), flüssige Energieträger (Kohlenwasserstoffketten unterschiedlicher Kettenlänge) oder auch sauerstoffhaltige Moleküle wie Methanol (Alkohol), Dimethylether oder Oxymethylenether erzeugen. Durch chemische Verfahren können die Syntheseprodukte weiter aufbereitet und für die finale Anwendung optimiert werden.

Damit diese Technologien und die damit erzeugten „e-Fuels“ im Kontext des Klimawandels zu einer CO_2-Reduktion durch Schließen des CO_2-Kreislaufes beitragen können, müssen folgende Gegebenheiten erfüllt sein:

- Der elektrische Strom, der durch die Power-to-X-Technologien in chemischen Energieträgern (Kraftstoffe) gespeichert wird, muss aus erneuerbaren (CO_2-freien) Quellen stammen.
- Das CO_2, welches über die chemischen Prozesse zusammen mit Wasserstoff in die chemischen Energieträger um-

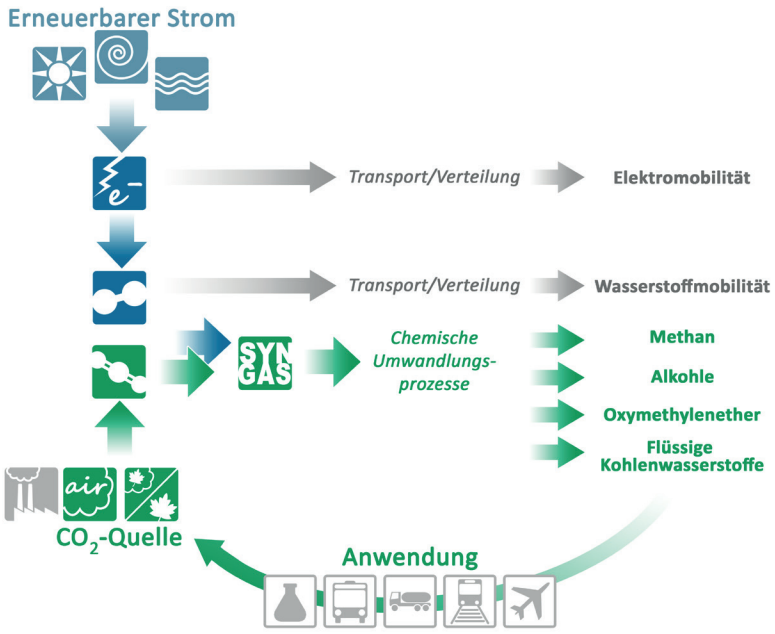


Abbildung 4: Schematische Darstellung der Power-to-X-Konzepte. Grün hervorgehoben ist der CO_2-Kreislauf bei der Herstellung synthetischer Kraftstoffe aus erneuerbarem Strom und CO_2 aus der Luft oder biogenen Ursprungs. Mit Industrieanlagen als CO_2-Punktquelle führt der P2X-Ansatz hier nicht zu einem CO_2-Kreislauf, jedoch zu einer Netto-Reduktion der CO_2-Emissionen (Quelle: KIT IMVT)

gewandelt wird, muss aus „erneuerbaren“ Quellen stammen. Kurz- bis mittelfristig wird man eventuell auf Industrieprozesse zurückgreifen, deren CO_2-Emissionen (noch) nicht reduziert werden können. Mittel- bis langfristig muss das CO_2 aus der Atmosphäre gewonnen werden, da nur so ein echter CO_2-Kreislauf und damit „Netto-Null“-Emissionen erreicht werden kann.

Sicherlich wird dies nicht sofort und nicht gleichzeitig gegeben sein können – insbesondere bei den ersten industriellen Implementierungen werden hier Kompromisse zu schließen sein, um einen zügigen Markthochlauf zu befördern. Langfristiges Ziel soll und muss jedoch die CO_2-Neutralität sein.

Die Herstellung CO_2-neutraler Kraftstoffe als Ersatz für das fossile Pendant im heutigen Transportsystem wird im Folgenden am Beispiel der sogenannten Fischer-Tropsch (FT)-Kraftstoffe aus dem CO_2 der Luft und erneuerbarem elektrischen Strom dargestellt.

3. Synthese flüssiger Fischer-Tropsch-Kraftstoffe aus Luft und erneuerbarem Strom

3.1 Von Luft und Strom zum FT-Kraftstoff in vier Prozessschritten

Wie erwähnt, stellt die Kopplung der Sektoren „elektrischer Strom“ und „chemische Energieträger“ in den Power-to-X-Konzepten die Basis für die Herstellung von CO_2-neutralen Kraftstoffen dar. Dies lässt sich wie bereits in Abschnitt 2 diskutiert durch unterschiedliche Verfahren realisieren. Die sogenannten Fischer-Tropsch-Kraftstoffe zeichnen sich dadurch aus, dass sie chemisch und physikalisch den heute genutzten fossilen Kraftstoffen sehr ähnlich sind, in einigen Parametern sogar überlegen (z.B. weniger NO_x, Ruß bei Verbrennung). Deshalb können synthetische Fischer-Tropsch-Kraftstoffe sowohl in der vorhandenen Infrastruktur, als auch in den gängigen Antriebskonzepten (Verbrennungsmotor, Turbine) im Wesentlichen direkt eingesetzt werden und so auch deren unschlagbar hohe Energiespeicherdichte genutzt werden.

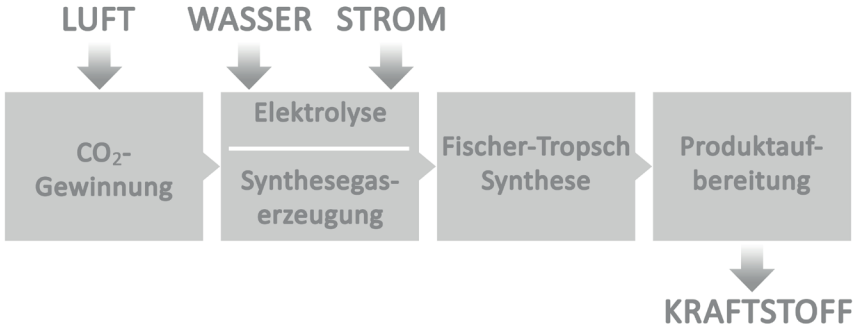
Die Fischer-Tropsch-Synthese (FTS) ist bereits seit Jahrzehnten bekannt und wird ebenso lang großindustriell umgesetzt. Jedoch basieren die heute realisierten, technischen Syntheseanlagen (bspw. 34.000 Barrel/Tag (Kelly, 2018)) auf der Umsetzung von Synthesegas aus fossilen Quellen: Das H_2/CO-Gasgemisch wird also aus Kohle oder Erdgas gewonnen, weshalb der so hergestellte Kraftstoff alles andere als CO_2-neutral ist. Für die Herstellung von CO_2-neutralen Fischer-Tropsch-Kraftstoffen muss das CO_2 aus nicht fossilen bzw. aus nicht vermeidbaren fossilen Quellen stammen und auch der Wasserstoff oder das Synthesegas auf Basis erneuerbarer Energien gewonnen werden bzw. aus erneuerbaren Quellen stammen. Dies ist an den individuellen Orten nicht in den Mengen möglich, die eine Umsetzung durch Großanlagen ermöglichen würde. Zudem legen die volatilen erneuerbaren Energiequellen und der Aspekt der Stabilisierung des Stromnetzes einen dynamischen Betrieb der Syntheseanlagen nahe, der mit den konventionellen kommerziellen Anlagen nicht erreicht werden kann. Entsprechend ist daher ein komplettes Neudenken der technischen Umsetzung nötig.

Im Folgenden werden die in Abbildung 5 skizzierten vier Prozessschritte, die für die Herstellung von strombasierten CO_2-neutralen Fischer-Tropsch-Kraftstoffen nötig sind, vor diesem Hintergrund kurz erläutert, bevor deren technische Implementierung in den Abschnitten 3.2 und 3.3 dargestellt wird.

Schritt 1: CO_2-Gewinnung

Selbstverständlich emittieren auch synthetische Kohlenwasserstoffe bei ihrer Nutzung als Kraftstoff CO_2. Für die Erreichung der CO_2-Neutralität ist es daher erforderlich, den „Kohlenstoffanteil“ in den Kohlenwasserstoffen aus einer CO_2-neutralen Quelle zu gewinnen. Dies ist letztendlich nur über die Abtrennung des CO_2 aus der Luft möglich. Dafür können neben den natürlichen biologischen Systemen (Biomassenutzung) auch technische Ansätze genutzt werden. Mit dem Begriff „Direct Air Capture“ (DAC) werden technische Lösungen bezeichnet, die das CO_2 direkt aus der Umgebungsluft abtrennen. Hierbei wird die selektive Adsorption von Kohlendioxid an speziell dafür angepassten Filtermate-

Abbildung 5: Die vier Prozessschritte ausgehend von Luft, Wasser und erneuerbarem Strom zum Fischer-Tropsch-Kraftstoff. (Quelle: KIT-IMVT)



rialien genutzt. Die Climeworks AG entwickelt nach diesem Prinzip arbeitende DAC-Anlagen und errichtete 2017 die weltweit erste kommerziell betriebene DAC-Anlage, welche in Hinwil (Schweiz) bis zu 900 Tonnen CO_2 pro Jahr aus der Luft filtert (Climeworks AG, 2017).

Schritt 2: Generierung des Synthesegases

Die Kohlenwasserstoffsynthese gemäß der Fischer-Tropsch-Reaktion erfolgt ausgehend von Synthesegas. Die Erzeugung dieses Gasgemisches kann nach verschiedenen Varianten erfolgen, wobei stets ein Elektrolyseschritt involviert ist. Zwei dieser Varianten sollen im Folgenden kurz dargestellt werden.

a) Wasserelektrolyse und rückwärtige Wassergaskonvertierung
Wasserstoff lässt sich effizient mittels Wasserelektrolyse herstellen. Hier findet die Umwandlung von elektrischer Energie in chemische Energie statt. Zusammen mit dem z.B. in Schritt 1 gewonnenen CO_2 lässt sich in einem chemischen Verfahren, der sogenannten rückwärtigen Wassergaskonvertierung (RWGS), das Synthesegas erzeugen. Dabei wird ein Teil des Wasserstoffs verbraucht und in Wasser zurückverwandelt. Die Reaktion ist endotherm, weshalb sie zur Erreichung hoher Umsatzgrade bei hohen Temperaturen und unter Zufuhr von Wärmeenergie durchgeführt werden muss.

b) Hochtemperatur-Co-Elektrolyse von CO_2 und Wasserdampf
Alternativ zur Wasserelektrolyse lässt sich das Synthesegas auch direkt in einem Schritt, der sogenannten Hochtemperatur-Co-Elektrolyse, auf elektrolytischem Weg aus Wasserdampf und CO_2 gewinnen. Hier entfällt also der o.g. RWGS-Schritt. Diese vergleichsweise neue Elektrolysetechnologie wurde von der Firma Sunfire GmbH Anfang 2019 erstmals im Rahmen eines Testbetriebs von > 500 h auf Systemebene demonstriert (Sunfire GmbH, 2019).

Schritt 3: Fischer-Tropsch-Synthese

Bei der Fischer-Tropsch-Synthese bilden sich unter starker Wärmefreisetzung aus dem Synthesegas Kohlenwasserstoffketten unterschiedlicher Kettenlänge. Das Produktspektrum reicht von kurzen Ketten, die dementsprechend gasförmig vorliegen (C_1-C_4), über flüssige Produkte (Zielfraktion für Kraftstoffe: C_5-C_{20}) bis hin zu Wachsen (C_{20+}), die unter Umgebungsbedingungen fest sind. Die hohe Exothermie der Reaktion erfordert eine chemische Reaktortechnologie, die diese Wärme effektiv aus dem Reaktionsraum abführen kann, um so die Reaktionstemperatur im optimalen Bereich zu halten. In den o.g. großtechnischen Anlagen wird dies z.B. dadurch bewerkstelligt, dass die Reaktion in einem sogenannten Rohrbündelreaktor durchgeführt wird, in denen die Reaktionswärme durch siedendes Wasser, das die mit Katalysator gefüllten Rohre umspült, entzogen wird. Alternativ wird der Katalysator in einem sogenannten Blasensäulenreaktor im flüssigen Produkt fein verteilt eingesetzt, in dem die gasförmigen Edukte als Gasblasen aufsteigen und die Reaktionswärme von der flüssigen Phase aufgenommen und über Wärmetauscher, die nach einem ähnlichen Prinzip arbeiten, abgetrennt wird. Die Reaktionsbedingungen werden in der Regel so gewählt, dass nur ein begrenzter Umsatz erreicht wird (Reduktion der Wärmefreisetzung auf Kosten der sogenannten Raum-Zeit-Ausbeute). Die großtechnischen Ansätze sind nur bedingt zu kleineren Kapazitäten hin skalierbar und so für die Umsetzung des Verfahrens im beschriebenen Kontext nicht zielführend. Alternativ wurden ultrakompakte, hocheffiziente chemische Reaktoren vorgeschlagen, durch deren spezielles Reaktordesign sich die Möglichkeit eröffnet, auch kleinere Mengen an Synthesegas hocheffizient umzusetzen, die Reaktion dynamisch zu betreiben und die Reaktionswärme in Form von Dampf aus dem System auszukoppeln und in der Prozesskette zu nutzen (siehe z.B. (Loewert, et al., 2019)). Intensivierte chemische Reaktortechnologien auf Basis der Mikroverfahrenstechnik bietet z.B. die Firma Ineratec GmbH in modularen chemischen Anlagen für unterschiedliche Syntheserouten an.

Schritt 4: Produktaufbereitung durch hydrierende Spaltung und Isomerisierung

Das Produktspektrum der Fischer-Tropsch-Synthese ist wie erwähnt durch die Charakteristik der chemischen Reaktion vorgegeben und nur in Grenzen beeinflussbar. Um die Ausbeute an flüssigen Produkten (C_5-C_{20}) zu erhöhen, lässt sich die Länge der Kohlenwasserstoffketten der Wachsphase durch das sogenannte hydrierende Spalten an einem Katalysatormaterial reduzieren und so die Menge an flüssigem Produkt erhöhen. Die flüssigen Produkte aus der Fischer-Tropsch-Synthese bzw. der hydrierenden Spaltung stellen noch keinen normgerechten Kraftstoff dar. Hierfür sind noch finale Aufbereitungsschritte notwendig: Bei der sogenannten Isomerisierung werden in die linearen Kohlenwasserstoffketten Verzweigungen eingebracht, was u.a. die Klopffestigkeit der Kraftstoffe erhöht (Erhöhung der Oktanzahl). Da beide Aufbereitungsschritte auch bei der Herstellung von konventionellen Kraftstoffen aus Rohöl erfolgen, lassen sich diese auch in den etablierten Raffinerien durchführen.

3.2 Umsetzung in modularen, dezentralen Anlagen

Studien sagen voraus, dass der Anteil erneuerbarer Energie in der Stromproduktion in Deutschland von 178 TWh in 2015 auf mindestens 475 TWh in 2050 zunehmen wird (Prognos/DBFZ/UMSICHT, 2018). Diese Änderungen im Energiesystem hin zu mehr Nachhaltigkeit beinhalten einen dramatischen Wechsel weg von der Stromproduktion in zentralisierten, fossil-betriebenen Kraftwerken hin zu dezentra-

len Anlagen zur Gewinnung von erneuerbarem Strom überwiegend aus Windenergie und Solarstrahlung, wie schon in Abschnitt 1 erläutert. Konsequenterweise wird dadurch auch ein dezentraler Ansatz für die Nutzung und Speicherung der erneuerbaren elektrischen Energie benötigt, der auch mit der natürlichen Fluktuation bei der Stromproduktion aus diesen erneuerbaren Quellen umgehen kann. Gleiches gilt für erneuerbare elektrische Energie, die infolge mangelnder Transportkapazität im Stromnetz oder aufgrund mangelnder Nachfrage nicht immer in dem Umfang genutzt werden kann, in dem sie zur Verfügung steht. Das führt dazu, dass Stromerzeugungsanlagen abgeschaltet werden, da entsprechende Speicher fehlen. Insbesondere der Einfluss der jahreszeitlichen Schwankungen wird zukünftig eine Speicherung der erneuerbaren Energie über Wochen bis Monate notwendig machen (siehe auch Abbildung 1). Durch den überwiegend dezentralen Charakter von Biogasanlagen, Windturbinen, Photovoltaik- und Wasserkraftanlagen können dezentrale, modulare Power-to-Fuel-Anlagen einen dringend benötigten Lösungsweg zur Speicherung großer Mengen erneuerbarer Energie darstellen.

Neben dem erneuerbaren Strom fallen auch Treibhausgase im großen Umfang dezentral an, u.a. als Abfallprodukte von Industrieprozessen. Statt diese Gase „ungenutzt“ in die Atmosphäre zu entlassen, könnten sie zukünftig als Rohstoff genutzt und vor Ort in speicherbare chemische Energieträger umgewandelt werden.

Ein wichtiger Schritt bei der dezentralen Umwandlung ist die Standardisierung der Module der verschiedenen in Abschnitt 3.1 beschriebenen Einzeltechnologien sowie die Anpassung und der Abgleich der Schnittstellen zwischen den Verfahrensschritten von der CO_2-Gewinnung über die Synthesegaserzeugung bis zur chemischen Synthese. Nur dadurch können Synergien wie die Verwertung der anfallenden Prozesswärme aus der Fischer-Tropsch-Synthese oder der Synthesegaserzeugung innerhalb der Prozesskette gewinnbringend umgesetzt und Energieeffizienzpotentiale realisiert werden. Das Ergebnis ist eine integrierte Power-to-Fuel-Anlage, die mehrere Module intelligent verknüpft. Die Modularisierung ermöglicht auch eine stärkere Flexibilisierung gegenüber Einstrang-Großanlagen, z.B. bezüglich Durchsatzvariationen, schnellen An- und Abfahrprozessen und Notabschaltungen. Sie lassen sich auch vergleichsweise einfach rekonfigurieren, z.B. durch „Updaten“ eines Moduls, und so stets dem neuesten technischen Fortschritt, z.B. durch effizientere Materialien und Komponenten, anpassen.

Solche Module können dann gemeinsam von standardisierten Produktionsprozessen profitieren, wodurch Kostenreduktionspotentiale bei der Fertigung gehoben werden können. Dadurch lassen sich perspektivisch kostengünstige Anlagen auch für kleinere CO_2-Quellen darstellen. In diesem Zusammenhang sei auch auf den vor kurzem zur Diskussion gestellten visionären Ansatz der CO_2-Gewinnung in Lüftungs- und Klimaanlagen von Gebäuden mit vor-Ort-Umwandlung des abgetrennten CO_2 in flüssige Kraftstoffe hingewiesen, der weitere Synergien mit sich bringen könnte (Dittmeyer, Klumpp, Kant, & Ozin, 2019).

Die Serienfertigung der Module für solche Anlagen in großen Stückzahlen würde Finanzierungs- und Investitionshürden reduzieren und die Markteinführung dieser disruptiven Technologie beschleunigen.

3.3 Erfolgreiche Schritte im Versuchsfeld

Wie eine energieeffiziente Kopplung einzelner Verfahrensschritte bewerkstelligt werden kann, wurde erfolgreich im Rahmen des vom Bundesministerium für Bildung und Forschung BMBF geförderten Kopernikus-Projektes „Power-to-X“ demonstriert. Die notwendigen chemischen Prozessschritte haben die Partner Climeworks AG, Sunfire GmbH, Ineratec GmbH und das Karlsruher Institut für Technologie (KIT) in einer vollintegrierten Versuchsanlage zusammengeschlossen (siehe Abb. 6). Der gekoppelte Dauerbetrieb wurde im August 2019 erreicht und somit das Funktionsprinzip validiert. Die Technologiekombination zeigt eine optimale und nahezu vollständige Ausnutzung des eingesetzten Kohlendioxids sowie den größtmöglichen energetischen Wirkungsgrad auf, da die Stoff- und Energieströme intern recycelt werden. Die Versuchsanlage kann rund 10 Liter Kraftstoff am Tag produzieren. Die Technologie wird in der im September 2019 beginnenden zweiten Phase des Kopernikus-Projektes auf eine Produktionskapazität von 200 Litern pro Tag hochskaliert, was einer Elektrolyseleistung von etwa 150 kW entspricht, bevor der Schritt in den Megawattbereich gegangen wird. Mit dem dargelegten Prinzip wird ein Wirkungsgrad der gesamten Prozesskette von etwa 60 % erreicht, also 60 % der eingesetzten erneuerbaren elektrischen Energie sind als chemische Energie im flüssigen Kraftstoff gespeichert.

Die oben genannte nächstgrößere Ausbaustufe der chemischen Reaktortechnologie von Ineratec GmbH wurde im Rahmen des sogenannten „Energy Lab 2.0“ der Helm-

Abbildung 6: Weltweit erste integrierte Power-to-Liquid (PtL) Versuchsanlage zur Synthese von Kraftstoffen aus dem Kohlendioxid der Luft. (Quelle: Projektteam: Climeworks AG, Sunfire GmbH, Ineratec GmbH, Karlsruher Institut für Technologie. Patrick Langer, KIT)

holtz-Gemeinschaft bereits realisiert. Am Campus Nord des KIT wurde in diesem Jahr ein containerbasierter Anlagenverbund zur Synthese von 200 bis 300 Liter Fischer-Tropsch-Produkt pro Tag aus erneuerbarer elektrischer Energie und CO_2 aufgebaut und wird derzeit in Betrieb genommen. Der Wasserstoff wird hier durch einen PEM-Elektrolyseur der Firma Siemens erzeugt, das CO_2 wird gegenwärtig in einem Speichertank flüssig vorgelegt. Erneuerbarer Wasserstoff und CO_2 werden in den Synthesecontainer (Abbildung 7) geleitet, wo im ersten Reaktionsschritt (siehe auch Abschnitt 3.1) daraus an einem industriellen Katalysator reaktionsfähiges Synthesegas erzeugt wird. Im zweiten Reaktionsschritt wird dieses Synthesegas über die Fischer-Tropsch-Synthese in den Kraftstoff umgewandelt. In der Anlage ist erstmalig eine Standard-Reaktoreinheit von Ineratec integriert, die bei einer äußerst kompakten Größe von gerade einmal 50 cm x 60 cm x 80 cm die genannte Produktionsleistung von 200 bis 300 Litern Kraftstoff pro Tag besitzt.

Aufgrund der intensivierten chemischen Reaktortechnologie auf Basis der Mikroverfahrenstechnik können Anlagenkapazitäten mit einer Produktionsleistung von bis zu 350 Tonnen Kraftstoffe pro Jahr – dies entspricht einer Elektrolyseleistung von ungefähr 1 MW – immer noch im Containermaßstab realisiert werden. Durch die Standardisierung bestehender Module können insbesondere im kleineren bis mittleren Maßstab schnell und kostengünstig Anlagen aufgebaut werden. Die Ineratec GmbH verfolgt dabei den Ansatz, schlüsselfertige Kompaktanlagen in Containergröße zu realisieren, die Anlagen im Ganzen zu transportieren und dann weltweit dezentral einzusetzen – dort, wo erneuerbarer Strom oder Treibhausgase vorhanden sind. Durch die erfolgreiche Skalierung in den Megawattmaßstab sind die Kompaktanlagen bei einer industrierelevanten Kapazität angekommen. Höhere Kapazitäten sind aufgrund der Modularität ebenfalls darstellbar, unter Beibehaltung der benötigten technischen Schnittstelle zur jeweils verwendeten Elektrolyseeinheit. Die Skalierung der Anlagen, und somit der Produktionsmenge, erfolgt dabei über eine Vervielfältigung (sog. Numbering-Up) und nicht über eine klassische Skalierung der Größe (sog. Scale-Up). Ein nicht zu vernachlässigender Vorteil ist, dass die Anlagenmodule platzsparend in bereits vorhandene und zukünftig zu realisierende Erneuerbare-Energie-Parks integriert werden können. Es hat sich bereits mehrfach gezeigt, dass dadurch Genehmigungsprozesse deutlich schneller und kostengünstiger durchgeführt werden können. Dies ist insbesondere wichtig für den momentan stattfindenden Markthochlauf der erneuerbaren synthetischen Kraftstoffe.

Abbildung 7: Containerbasierte Anlage zur Synthese von 200 bis 300 Liter Fischer-Tropsch-Produkt pro Tag aus CO_2 und Wasserstoff im Energy Lab 2.0 am Karlsruher Institut für Technologie (KIT). (Quelle: Ineratec GmbH)

4. Zusammenfassung und Ausblick

Für eine Reduktion des CO_2-Ausstoßes des Verkehrssektors bis hin zur Erreichung von „Netto-Null“ werden signifikante Mengen CO_2-neutraler synthetischer Kraftstoffe benötigt. Gekoppelt mit der Synthesegaserzeugung aus CO_2 und erneuerbarem Wasserstoff bietet die Fischer-Tropsch-Synthese einen Weg, um solche Kraftstoffe herzustellen. Durch den Einsatz modularer und dadurch einfach skalierbarer Prozesstechnologien, sowie durch intelligente Verschaltung der Einzelstufen zu stoff- und wärmeintegrierten Prozessketten lassen sich, wie am Beispiel der im Rahmen des Kopernikus-Projekts „Power-to-X“ entwickelten Technikumsanlage gezeigt, CO_2-neutrale Fischer-Tropsch-Kraftstoffe effizient herstellen. Die technische Realisierbarkeit ist heute schon belegt – Demonstrationsanlagen werden in den nächsten Jahren auch die Skalierung in den industriell relevanten Größenbereich zeigen. Die Modularität der eingesetzten Technologien ermöglicht eine gute Skalierbarkeit der gesamten Prozesskette und begünstigt dadurch einen schnellen Markthochlauf. Die Technologie ist exportfähig, die Anlagen können nicht nur in Deutschland, sondern auch an anderen Standorten, insbesondere an solchen mit höherem Potenzial für erneuerbare Energien, in Europa und weltweit zum Einsatz kommen. Wie schnell CO_2-neutrale Kraftstoffe vom Markt angenommen werden, wird aber sicherlich auch davon abhängen, welche ordnungspolitischen Maßnahmen ergriffen werden und wie die synthetischen, CO_2-neutralen Kraftstoffe im resultierenden Rahmen betrachtet werden.

Danksagung

Die Autoren danken dem Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) für die zur Verfügung gestellten Fördermittel innerhalb des Projekts Kopernikus, P2X: Flexible Nutzung erneuerbarer Ressourcen – Erforschung, Validierung und Implementierung von "Power-to-X" Konzepten' sowie den Projektpartnern Climeworks AG und Sunfire GmbH für die ausgezeichnete Zusammenarbeit.

Literaturverzeichnis

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. (2018). Erneuerbare Energien – Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2017.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. (2018). Sechster Monitoring-Bericht zur Energiewende, Berichtsjahr 2016.

Climeworks AG. (2017). Climeworks – News. Abgerufen am 03. September 2019 von https://www.climeworks.com/news/

Deutscher Wetterdienst. (2018). Pressekonferenz vom 6. März 2018. Abgerufen am 03. September 2019 von www.dwd.de/DE/presse/pressekonferenzen/DE/2018/PK_06_03_2018/pressekonferenz.html

Deutscher Wetterdienst. (2019). Pressemitteilung „Deutschlandwetter im Sommer 2019" vom 30.08.2019. Abgerufen am 03. September 2019 von https://www.dwd.de/DE/presse/pressemitteilungen/DE/2019/20190830_deutschlandwetter_sommer2019_news.html

Dittmeyer, R., Klumpp, M., Kant, P., & Ozin, G. (2019). Crowd Oil Not Crude Oil. Nature Communications, 10:1818. doi:10.1038/s41467-019-09685-x

DVWG. (2019). Journal für Mobilität und Verkehr, Ausgabe 2 „Neue Formen der Mobilität".

European Alternative Fuels Observatory. (2019). Marktanteil von Elektrofahrzeugen in Deutschland im Zeitraum der Jahre 2011 bis 2017. Statista. Abgerufen am 06. September 2019 von https://de.statista.com/statistik/daten/studie/784986/umfrage/marktanteil-von-elektrofahrzeugen-in-deutschland/

Fraunhofer ISE. (2019). Fraunhofer ISE – Energy Charts. Abgerufen am 03. September 2019 von https://www.energy-charts.de/power_de.htm

IPCC. (2018). Global warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above preindustrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change,. Genf, Schweiz: V. Masson-Delmotte, P. Zhai, H. O. Pörtner, D. Roberts, J. Skea, P. R. Shukla, A. Pirani, W. Moufouma-Okia, C. Péan, R. Pidcock, S. Connors, J. B. R. Matthews, Y. Chen, X. Zhou, M. I. Gomis, E. Lonnoy, T. Maycock, M. Tignor, T. Waterfield (eds.).

Kelly, G. J. (2018). Fischer-Tropsch Synthesis – Carbon monoxide hydrogenation. In S. D. (Ed.), Hydrogenation: Catalysts and Processes. Walter de Gruyter GmbH & Co KG.

Kraftfahrt-Bundesamt. (2018). Verkehr in Zahlen 2018/2019, 47. Jahrgang (ISBN 978-3-00-061294-7).

Kraftfahrt-Bundesamt. (2019). Anzahl der Neuzulassungen von Elektroautos in Deutschland von 2003 bis 2019*. Statista. Abgerufen am 06. September 2019 von https://de.statista.com/statistik/daten/studie/244000/umfrage/neuzulassungen-von-elektroautos-in-deutschland/

Loewert, M., Hoffmann, J., Piermartini, P., Selinsek, M., Dittmeyer, R., & Pfeifer, P. (2019). Microstructured Fischer-Tropsch Reactor Scale-up and Opportunities for Decentralized Application. Chemical Engineering and Technology. doi:10.1002/ceat.201900136

NASA. (2019). NASA Global Climate Change. Abgerufen am 03. September 2019 von https://climate.nasa.gov/vital-signs/global-temperature/

Preuster, P., Papp, C., & Wasserscheid, P. (2017). Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHC): Toward a Hydrogen-free Hydrogen Economy. Accounts of Chmical Research, 50(1), S. 75-85.

Prognos/DBFZ/UMSICHT. (2018). Status und Perspektiven flüssiger Energieträger in der Energiewende.

Sunfire GmbH. (2019). Pressemittelung vom 15.01.2019. Abgerufen am 03. September 2019 von https://www.sunfire.de/de/unternehmen/news/detail/durchbruch-fuer-power-to-x-sunfire-nimmt-erste-co-elektrolyse-in-betrieb-und-startet-die-skalierung

Umweltbundesamt. (2014). Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050. Von http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/treibhausgasneutrales-deutschland-im-jahr-2050 abgerufen

Umweltbundesamt. (2019). Erneuerbare Energien in Deutschland 2018 – Daten zur Entwicklung im Jahr 2018 (ISSN 2363-829X).

Autorenangaben

Dr.-Ing. Michael Klumpp
Institut für Mikroverfahrenstechnik und Institut für Katalyseforschung und -technologie am Karlsruher Institut für Technologie (KIT)
Hermann-von-Helmholtz-Platz 1
76344 Eggenstein-Leopoldshafen
michael.klumpp@kit.edu

Dr.-Ing. Tim Böltken
INERATEC GmbH
Siemensallee 84
76187 Karlsruhe
tim.boeltken@ineratec.de

Dipl.-Ing. Alexander Gräfenhahn
Institut für Mikroverfahrenstechnik am Karlsruher Institut für Technologie (KIT)
Hermann-von-Helmholtz-Platz 1
76344 Eggenstein-Leopoldshafen
alexander.graefenhahn@kit.edu

Michael Riedinger M. Sc.
Institut für Mikroverfahrenstechnik am Karlsruher Institut für Technologie (KIT)
Hermann-von-Helmholtz-Platz 1
76344 Eggenstein-Leopoldshafen
michael.riedinger@kit.edu

Prof. Dr.-Ing. Peter Pfeifer
Institut für Mikroverfahrenstechnik am Karlsruher Institut für Technologie (KIT)
Hermann-von-Helmholtz-Platz 1
76344 Eggenstein-Leopoldshafen
peter.pfeifer@kit.edu
und
INERATEC GmbH
Siemensallee 84
76187 Karlsruhe

Prof. Dr.-Ing. Roland Dittmeyer
Institut für Mikroverfahrenstechnik und Institut für Katalyseforschung und -technologie am Karlsruher Institut für Technologie (KIT)
Hermann-von-Helmholtz-Platz 1
76344 Eggenstein-Leopoldshafen
roland.dittmeyer@kit.edu

Journal für Mobilität und Verkehr
ISSN 2628-4154
www.dvwg.de

Methodik einer Machbarkeitsstudie zum Einsatz batterieelektrischer Triebwagen (BEMU) am Beispiel des VVO-Dieselnetzes

Benjamin Ebrecht, Daniel Walter, Ivo Zedlitz, Ulrich Zimmermann*

Technische Universität Berlin, Fachgebiet Bahnbetrieb und Infrastruktur, Sekretariat SG 18, Salzufer 17-19, 10587 Berlin, Deutschland

Abstract

Der Einsatz von Fahrzeugen mit alternativen Antriebssystemen im Schienenpersonennahverkehr hat in den letzten Jahren unter anderem durch neue technische Entwicklungen starken Auftrieb bekommen. Aufgrund der Charakteristika entsprechender Fahrzeuge haben sich gleichzeitig neue Fragen an die betriebliche Umsetzung ergeben. Am Beispiel einer Machbarkeitsstudie für den Betrieb von Batterietriebzügen im Verkehrsverbund Oberelbe (VVO) sollen die relevanten Fragen veranschaulicht werden.

Schlagwörter/Keywords:
Schienenpersonennahverkehr, Alternative Antriebssysteme, Batteriefahrzeuge, Betriebsplanung

Zero-Emission-Betrieb durch den Einsatz alternativer Antriebe

Es gilt als anerkannt, dass der Schienenverkehr mit seinem potenziellen Vorteil eines Zero-Emission-Betriebs ein entscheidender Baustein der Klima- und Verkehrswende werden kann [1]. Praktisch sind derzeit rund 60 % des deutschen Schienennetzes elektrifiziert, doch auch bei vollständiger Umsetzung der im Bundesverkehrswegeplan (BVWP) vorgesehenen Aus- und Neubaupläne steigt der Elektrifizierungsgrad nicht über 67 % [2].

Demgegenüber stehen die Kennwerte für den Schienenpersonennahverkehr (SPNV): in diesem Marktsegment werden von den etwa 1.000 SPNV-Linien in Deutschland knapp die Hälfte mit Dieselfahrzeugen betrieben, was auf einen großen Anteil befahrener, nichtelektrifizierter Streckenabschnitte schließen lässt. Dementsprechend muss konstatiert werden, dass der SPNV-Betrieb einen Anteil von 64 % [3] am Dieselverbrauch des deutschen Schienenverkehrs hat – inklusive entsprechender Auswirkungen auf den CO_2-Ausstoß. Die im Rahmen des Forschungsbereiches alternative Antriebssysteme am Fachgebiet erhobenen Daten zeigen, dass diese Linien einen hohen Grad an Diversität aufweisen. Es gibt eine große Anzahl kurzer Linien, die eine Länge von 50 km nicht überschreiten und sehr ähnliche Charakteristika in Bezug auf den Elektrifizierungsgrad besitzen. Trotzdem ist eine detaillierte Einzelfallbetrachtung geboten, insbesondere wenn man sich in Liniennetzen bewegt und die Interdependenzen zwischen den Linien betrachtet.

Dies bedeutet unter Berücksichtigung der mittelfristig nicht abzusehenden Vollelektrifizierung, dass eine Substitution der Dieselfahrzeuge im SPNV auf anderem Wege erfolgen muss, um das erklärte Ziel eines klimaneutralen Verkehrs bis zum Jahr 2050 zu erreichen [4].

Batterieelektrische Züge

Aus technischer Sicht zeigen Fahrzeuge mit batterieelektrischem Antrieb das Potential, emissionsfrei bezüglich des Ausstoßes von Schadstoffen und Treibhausgasen zu fahren: In diesem Sinne lokal emissionsfrei fahren diese in jedem Fall, bei Nutzung von Strom aus regenerativen Energiequellen ist der Betrieb tatsächlich auch auf nichtelektrifizierten Streckenabschnitten nahezu klimaneutral. Nachdem Fahrzeuge mit Blei-Säure-Akkus für knapp 100 Jahre bis 1995 in Deutschland unterwegs waren, ist diese Fahrzeugform aktuell nicht in Deutschland im Einsatz [5]. Jedoch gibt es eine Renaissance dieses Fahrzeugtyps auf Basis der aktuellen Lithium-Ionen-Technologie: Bereits im März 2014 ging ein Akku-Hybridtriebzug in Japan in Betrieb [6], auf der InnoTrans 2018 stellten die Hersteller Bombardier, Siemens und

* Korrespondierender Autor.
E-Mail: uzimmermann@railways.tu-berlin.de (U. Zimmermann)

Stadler jeweils eigene Prototypen vor [7] [8] [9]. In Deutschland wurde im Sommer 2019 eine erste Fahrzeugserie für den kombinierten Akku-/Oberleitungsbetrieb bestellt [10]. Trotz der begrenzten Reichweite von Akkufahrzeugen lassen sich grundsätzlich zahlreiche SPNV-Linien mit ihnen bedienen: Die Länge der nichtelektrifizierten Abschnitte beträgt in etwa jedem zweiten Fall weniger als 40 km – wo mindestens eine Teilelektrifizierung vorhanden ist, können die Akkus im Oberleitungsbetrieb nachgeladen werden [2]. Fehlt der Zugang zur Oberleitung auf der gesamten Linienlänge, ist zu untersuchen, ob die Errichtung von Ladeinfrastruktur zielführend ist. Es ist dabei sinnvoll, die konkrete Eignung von Batterietriebzügen (engl. BEMU - Battery Electric Multiple Unit) für den Einsatz in bestimmten Liniennetzen zu untersuchen.

Machbarkeitsstudie für den Verkehrsverbund Oberelbe

Der Verkehrsverbund Oberelbe (VVO) hat die TU Berlin mit einer Untersuchung seines Dieselnetzes beauftragt, deren Ergebnis eine Machbarkeitsstudie für verschiedene Szenarien unter unterschiedlichen Bedingungen für den Einsatz von Batterietriebzügen ist. Als Kernfragen waren zu beantworten:

- Können die aktuell gefahrenen Fahrpläne auch mit den untersuchten Fahrzeugen absolviert werden?
- An welchen Stellen sind eventuell zusätzliche Infrastrukturmaßnahmen in Form von Lademöglichkeiten notwendig?
- Wie stellt sich die Wirtschaftlichkeit im Vergleich zu anderen Fahrzeugkonzepten dar, im konkreten Fall zum Dieselbetrieb?
- Welche Ausschreibungsmodelle bieten sich für diesen neuen Typ von Fahrzeugen an?

Die Vorgehensweise zeigt sich ergebnisgetrieben-strukturiert: Es wurden zuerst die einzelnen Linien detailliert analysiert und vorhandene Infrastruktur zur Nachladung der Fahrzeuge identifiziert. Aufbauend auf den erhobenen Daten erfolgte eine Simulation des Betriebes mit Batteriefahrzeugen. Wenn die Lademöglichkeiten im Status Quo nicht ausreichend sind, wurden pro Linie mehrere Szenarien an Infrastrukturmaßnahmen entworfen und anschließend eine Vorzugsvariante ausgewählt. Am Ende steht für jede Linie die Aussage, ob diese im Status Quo befahrbar ist und wenn nicht, welche Maßnahmen geeignet sind, um dies zu ändern.

Ziel des Artikels soll in diesem Fall allerdings nicht eine Vorstellung der Ergebnisse der Machbarkeitsstudie sein, sondern vielmehr eine Darstellung der Untersuchungsmethodik. Sofern Ergebnisse der Studie dabei verwendet werden, dient dies nur dazu, die Problemstellung verständlicher darzustellen. Die Punkte Wirtschaftlichkeit und Ausschreibungsnetze werden in diesem Beitrag nicht behandelt.

Analyse der Linien

Es wurden fünf Linien im Großraum Dresden analysiert, von denen vier im regulären Taktverkehr bedient werden, die fünfte verkehrt nur für den Ausflugsverkehr an Wochenenden. Abbildung 2 zeigt die Aufteilung der Linienlängen auf elektrifizierte und nicht elektrifizierte Abschnitte. Dabei ist hervorzuheben, dass derzeit zwei Linien keinen Zugang zur Oberleitung haben und BEMU-Fahrzeuge während der Umläufe nicht geladen werden könnten. Inwieweit die Elektrifizierung der Gleise des Bahnhofs Heidenau ausreicht, muss noch endgültig geklärt werden. Sie werden bis dahin als nichtelektrifiziert betrachtet. Weiterhin müssen teils erhebliche Höhenunterschiede überwunden werden, im Fall der Linie RB 71 sind dies 300 m und für die Linie RB 72 630 m. Zudem weist insbesondere die Trassierung durch das Müglitztal (RB 72) viele enge Bögen auf, die Einfluss auf den Energieverbrauch der Fahrzeuge haben.

Wie in Abbildung 1 zu sehen, umfasst das untersuchte Liniennetz mehrere Strecken im Großraum Dresden, elektrifiziert sind diese nur dort, wo sie den grün hervorgehobenen Abschnitt Heidenau – Dresden Hbf – Dresden-Neustadt – Dresden-Klotzsche befahren. Dabei ist zu beachten, dass sowohl in Heidenau als auch in Dresden-Klotzsche nicht alle Bahnsteiggleise elektrifiziert sind.

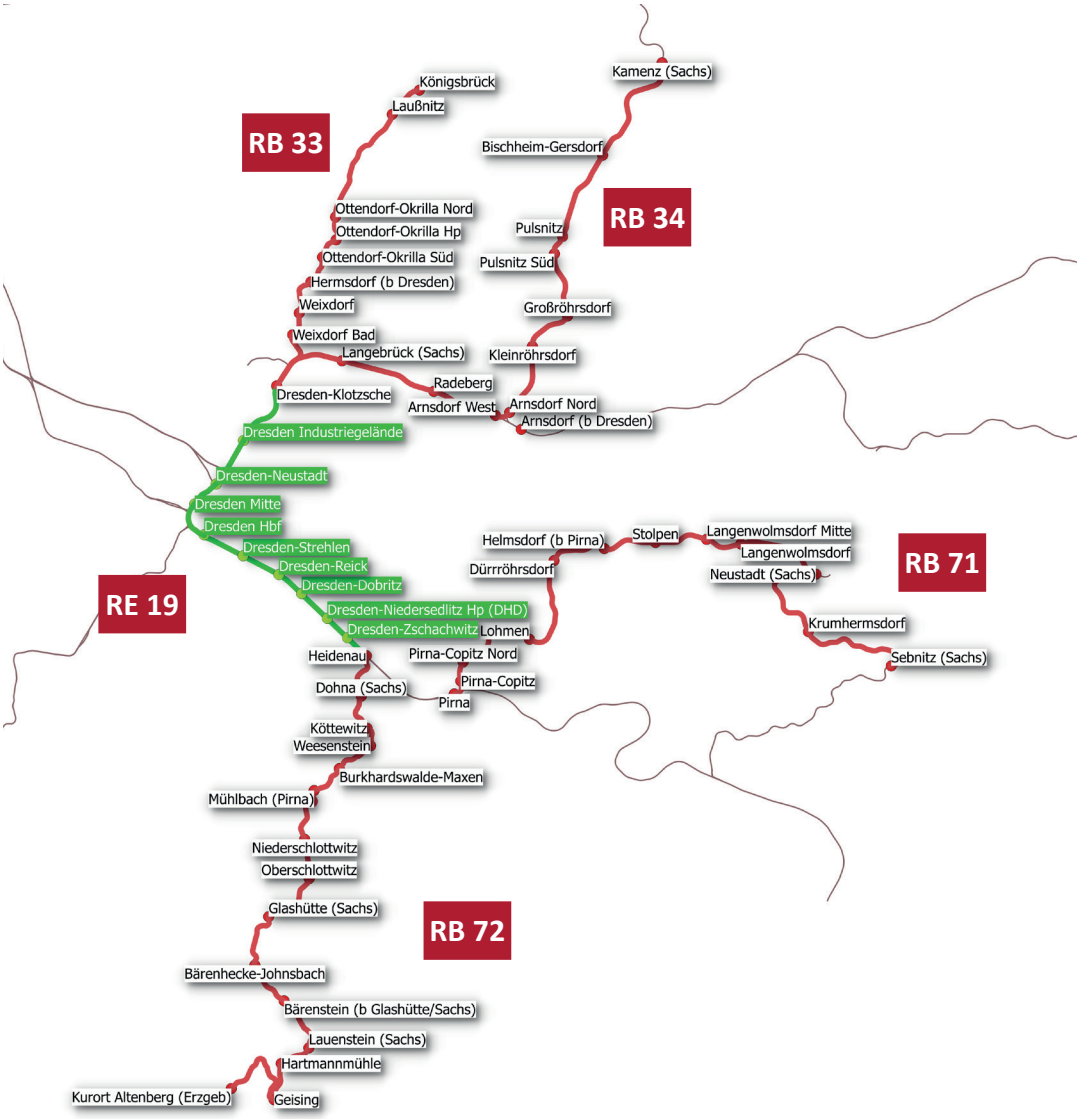
Auf den Linien RB 33, RB 34 und RB 72 wird aktuell zu den meisten Zeiten im Stundentakt gefahren, zum Teil gibt es zusätzliche Verstärker und Ausdünnungen am Wochenende auf einen Zweistundentakt (vgl. Abbildung 2). Die Linie RB 71 verkehrt von Pirna bis Neustadt (Sachsen) im Stundentakt, von dort bis Sebnitz meist nur im Zweistundentakt. Der RE 19 bietet als Ski- und Wanderzug eine direkte Fahrtmöglichkeit zwischen Dresden und Altenberg.

Simulation des Betriebes mit dem TALENT 3 Batterietriebzug

Die konkreten Fahrdynamik- und Energiebedarfssimulationen wurden auf Basis detaillierter Fahrzeugparameter des Triebzuges TALENT 3 BEMU durchgeführt und beinhalten sowohl den Ladezustand der Batterie über den Fahrtverlauf als auch eine sekundengenaue Fahrzeitrechnung. Hierfür wurden neben den von Bombardier Transportation selbst stammenden Fahrzeugdaten auch detaillierte Infrastrukturgrunddaten von DB Netz zugrunde gelegt. Es wurden alle relevanten Parameter mit Einfluss auf den Energieverbrauch berücksichtigt, sowohl diejenigen aus dem Fahrzeug selbst als auch von der Infrastrukturseite wie beispielsweise Streckenneigung und Kurvenradien. Zusätzlich wurden die Fahrplanvorgaben des VVO berücksichtigt.

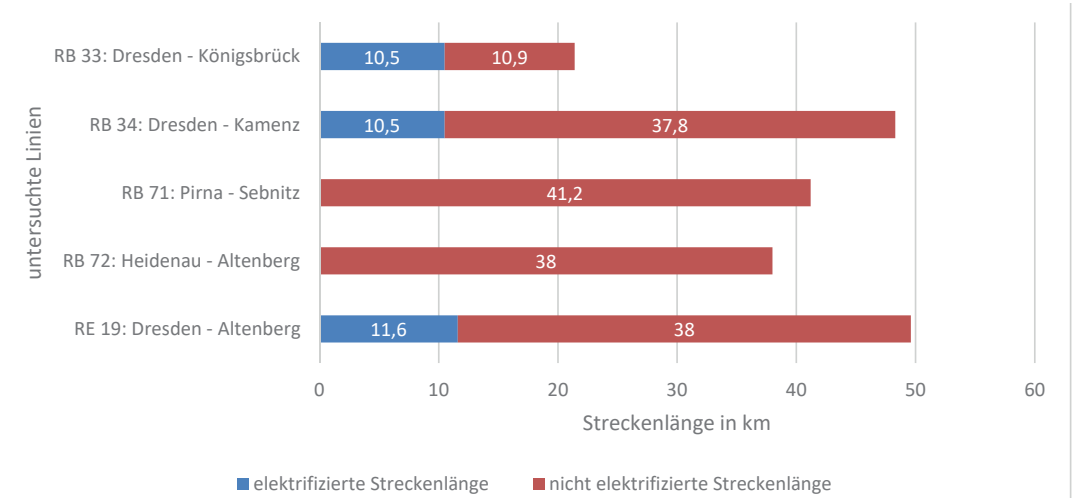
Aus dem ersten Simulationsdurchgang ging hervor, dass mehrere Linien im aktuellen Zustand nicht ohne weiteres mit Batterietriebzügen betrieben werden können. Hierzu sei klargestellt, dass dieses Ergebnis und alle Aussagen bezüg-

Abbildung 1: Lage des VVO-Dieselnetzes mit elektrifizierten Abschnitten



Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 2: Aufteilung der Linien nach elektrifizierten und nicht elektrifizierten Abschnitten



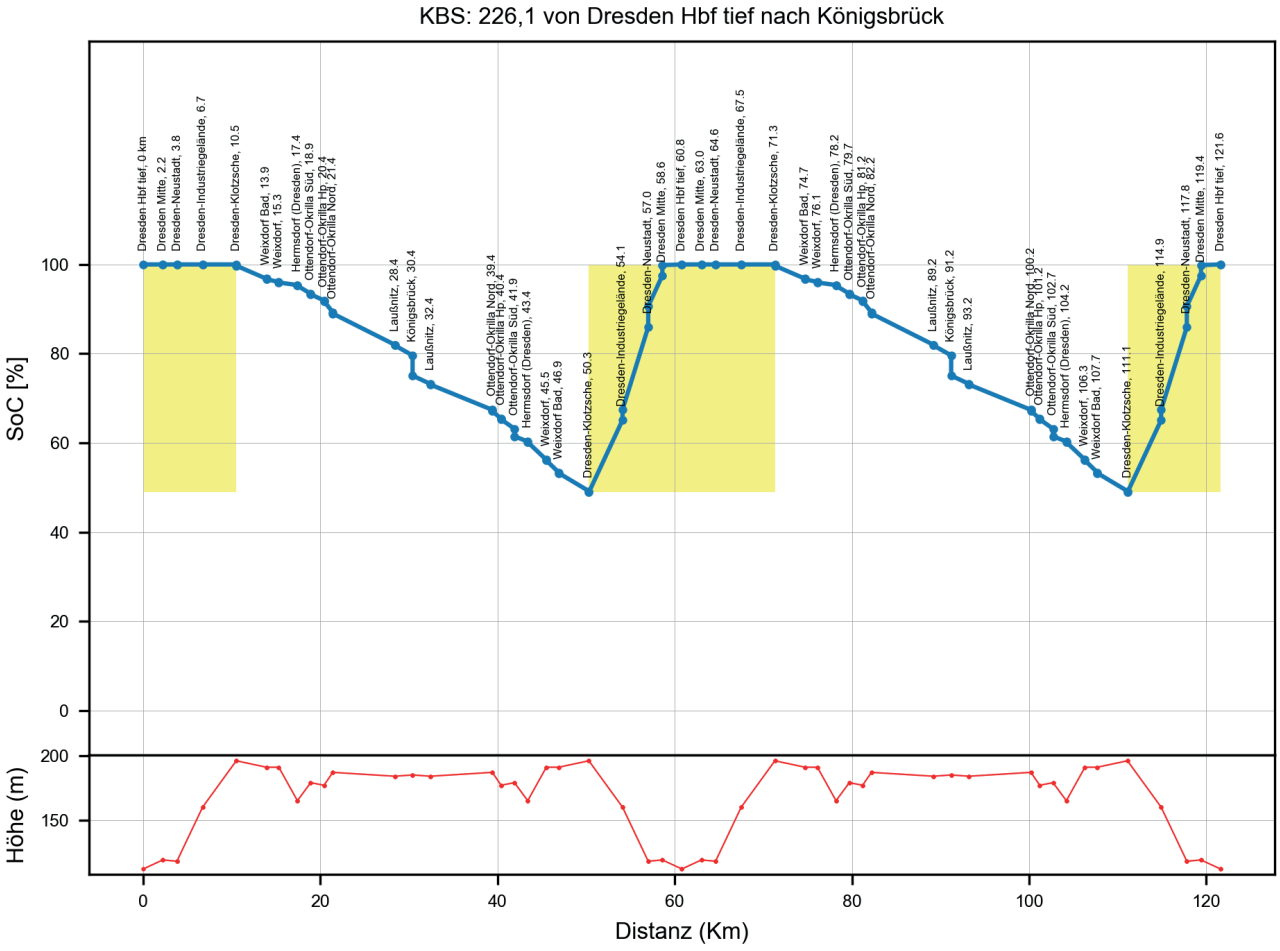
Quelle: Eigene Darstellung

lich der Eignung von Strecken für den Batteriezugbetrieb im VVO-Netz ausschließlich für das oben beschriebene Fahrzeug mit den vorgegebenen Randbedingungen gilt. Sobald sich im Bereich der Fahrzeugentwicklung Veränderungen beispielsweise der Fahrzeugeigenschaften ergeben, ändern sich damit sofort auch die Simulationsergebnisse. Denkbar sind zum Beispiel Weiterentwicklungen im Bereich der Batterietechnik, die eine deutliche Verbesserung der gravimetrischen Energiedichte ergeben, sodass bei gleichbleibender Masse mehr Energie gespeichert werden kann. Angetrieben durch die Nachfrage nach leistungsfähigen Batteriesystemen ist in den kommenden Jahren von einer deutlichen Steigerung der Energiedichte in Batterien auszugehen [11].

Detaillierte Betrachtung der Energiebedarfs- und Ladekurve

Für die Simulation und Darstellung von Energiebedarf und Nachladung im Laufe mehrerer Fahrten auf einer Linie wurde vom Fachgebiet Methoden der Produktentwicklung und Mechatronik der TU Berlin die Software eFlips (Electric Fleet and Infrastructure Planning/Simulation) entwickelt [12]. In Abbildung 3 wird eine solche Visualisierung am Beispiel der Strecke Dresden – Königsbrück dargestellt. In den gelb unterlegten Abschnitten ist eine Oberleitung vorhanden und somit die Möglichkeit zur Nachladung der Batterien gegeben. Der zwischen 0 und 100 % dargestellte Bereich bezeichnet den dauerhaft nutzbaren Bereich der Batterie. Darunter liegt ein Puffer- und Tiefenentladebereich, der für den Einsatz in Störungsfällen genutzt werden kann. Da hiermit aber eine Lebensdauerverkürzung der Batterie einhergehen kann, ist er für den Regelbetrieb nicht einsetzbar. Der Tiefentladebereich ist in der Abbildung aus Platzgründen nicht vollständig dargestellt. Der Ladezustand (SoC = State of Charge) bezieht sich dabei auf die nutzbare Batteriekapazität. Die Konvention, die gesamte Strecke zwei Mal in beide Richtungen zu befahren, resultiert aus folgender Erkenntnis: Auf diese Weise kann gewährleistet werden, dass der Betrieb nicht nach mehreren Umläufen durch eine mit der Zeit immer leerer gewordene Batterie behindert wird, sondern theoretisch unbegrenzt lang mit dem gleichen Ladeintervall fortgeführt werden kann. Eine größere Pause zum Nachladen nach mehreren Umläufen ist nicht vorgesehen.

Abbildung 3: eFlips-Ausgabe am Beispiel Dresden- Königsbrück



Quelle: MPM

Anhand des Beispiels der Wende ohne Oberleitung in Königsbrück wird ein Einflussfaktor auf die Befahrbarkeit der Linien deutlich: Auch während der Wende sinkt der Ladestand der Batterie, da die Hilfsbetriebe auch im Stand versorgt werden. Auf der x-Achse wird die Distanz abgetragen, weswegen Lade- und Entladevorgänge im Stand durch eine vertikale Linie des Energieverlaufs dargestellt werden. Eine eventuelle Versorgung der Hilfsbetriebe des Fahrzeugs (z.B. Heizung oder Klimaanlage) über eine externe Steckereinspeisung wurde hier nicht berücksichtigt. Die Auswirkungen auf den Energieverbrauch sind aufgrund der meist kurzen Wendezeiten eher gering. Bei einer langen Wendezeit oder einer Abstellung im nichtelektrifizierten Bereich kann eine solche Einspeisung sinnvoll sein.

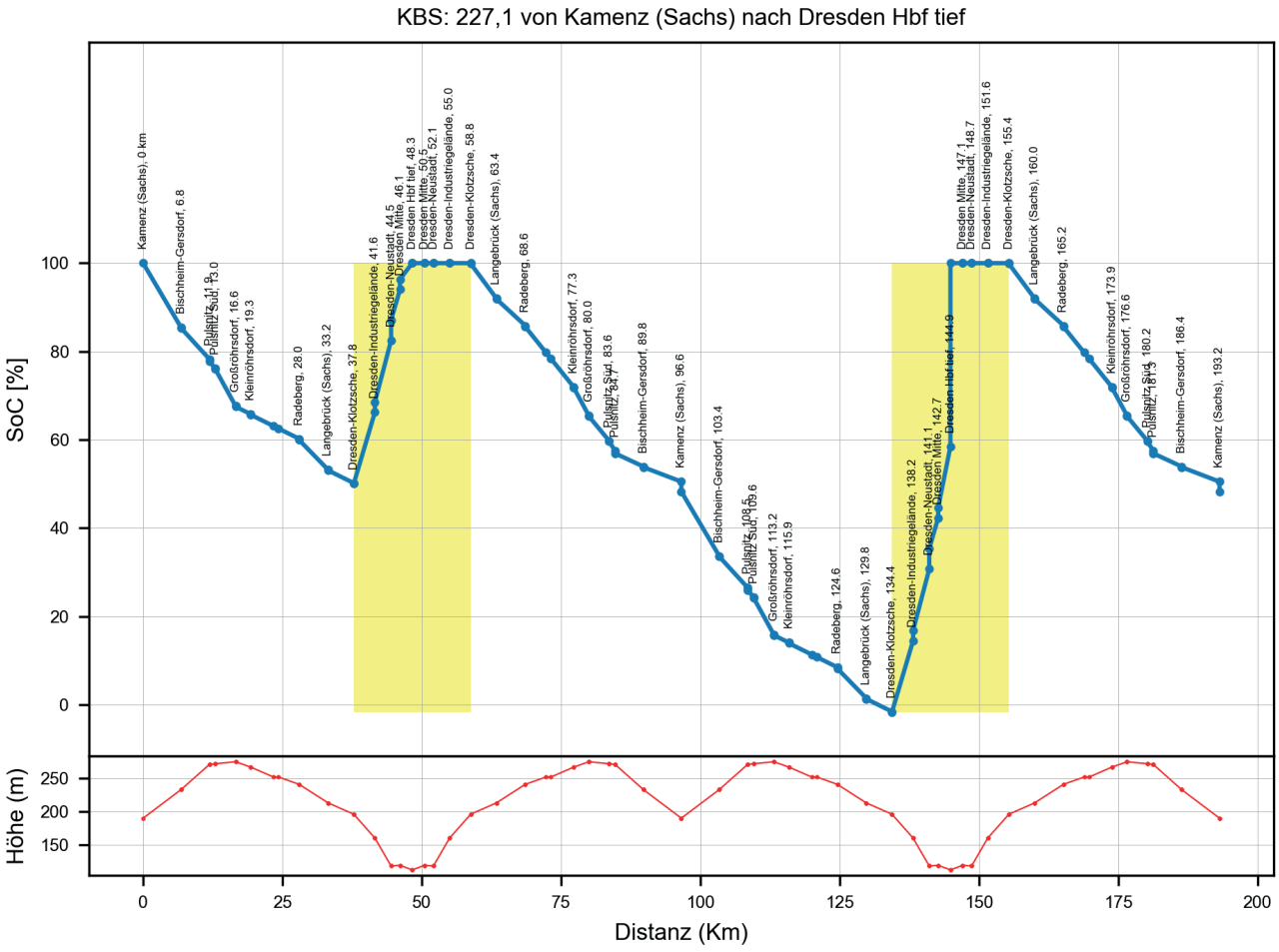
Positiv wirkt sich hier auch aus, dass der Abschnitt zwischen Dresden Hbf und Dresden-Klotzsche elektrifiziert ist und die Batterie somit über eine längere Zeit nachgeladen werden kann. Wäre nur der Dresdner Hauptbahnhof elektrifiziert, müsste die Wendezeit dort so lang sein, dass die Batterie für die folgende Fahrt ohne Oberleitung ausreichend geladen wird, was zu Konflikten mit dem aktuellen Fahrplan führen könnte.

Veränderungen durch Errichtung einer Ladestation am Beispiel der RB 34

Da die Linie RB 33, wie in Abbildung 3 zu sehen ist, bereits ohne Ladeinfrastruktur für Batteriefahrzeuge geeignet ist, wählen wir für eine genauere Betrachtung die RB 34 von Dresden Hbf über Radeberg und die Arnsdorfer Kurve nach Kamenz aus. Bereits anhand der Kennzahlen ist diese Linie deutlich anspruchsvoller.

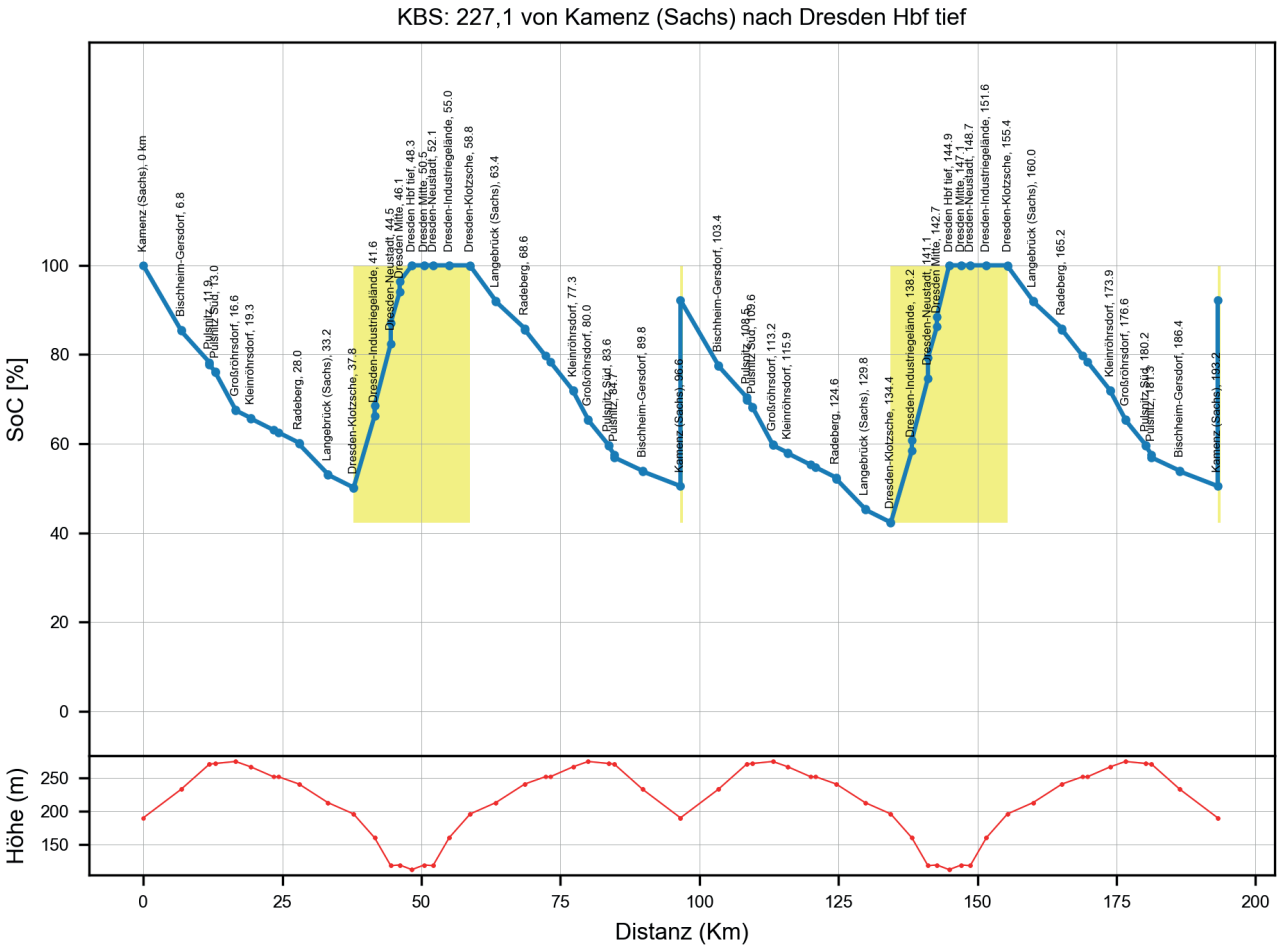
Abbildung 4 zeigt die Simulation des BEMU-Einsatzes im *Ist-Zustand*. Hier ist zu erkennen, dass der Energieverbrauch des nicht elektrifizierten Abschnitts von Dresden-Klotzsche nach Kamenz und zurück (inkl. der Versorgung des Fahrzeuges während der Wendezeit) die Batteriekapazität des Fahrzeuges übersteigt und eine Nutzung des Tiefentladebereiches erfordert. Da dies im Regelbetrieb nicht vorgesehen ist, kann die Linie ohne zusätzliche Infrastruktur nicht mit dem simulierten BEMU-Fahrzeug befahren werden. Auch eine Verkürzung der Wendezeit in Kamenz – sofern sie betrieblich möglich wäre – brächte nur eine marginale Verbesserung, ebenso eine externe Versorgung des Fahrzeugs während der Wendezeit.

Abbildung 4: Simulation der RB 34 im Status Quo



Quelle: MPM

Abbildung 5: Simulation der RB 34 mit zusätzlicher Ladestation in Kamenz



Quelle: MPM

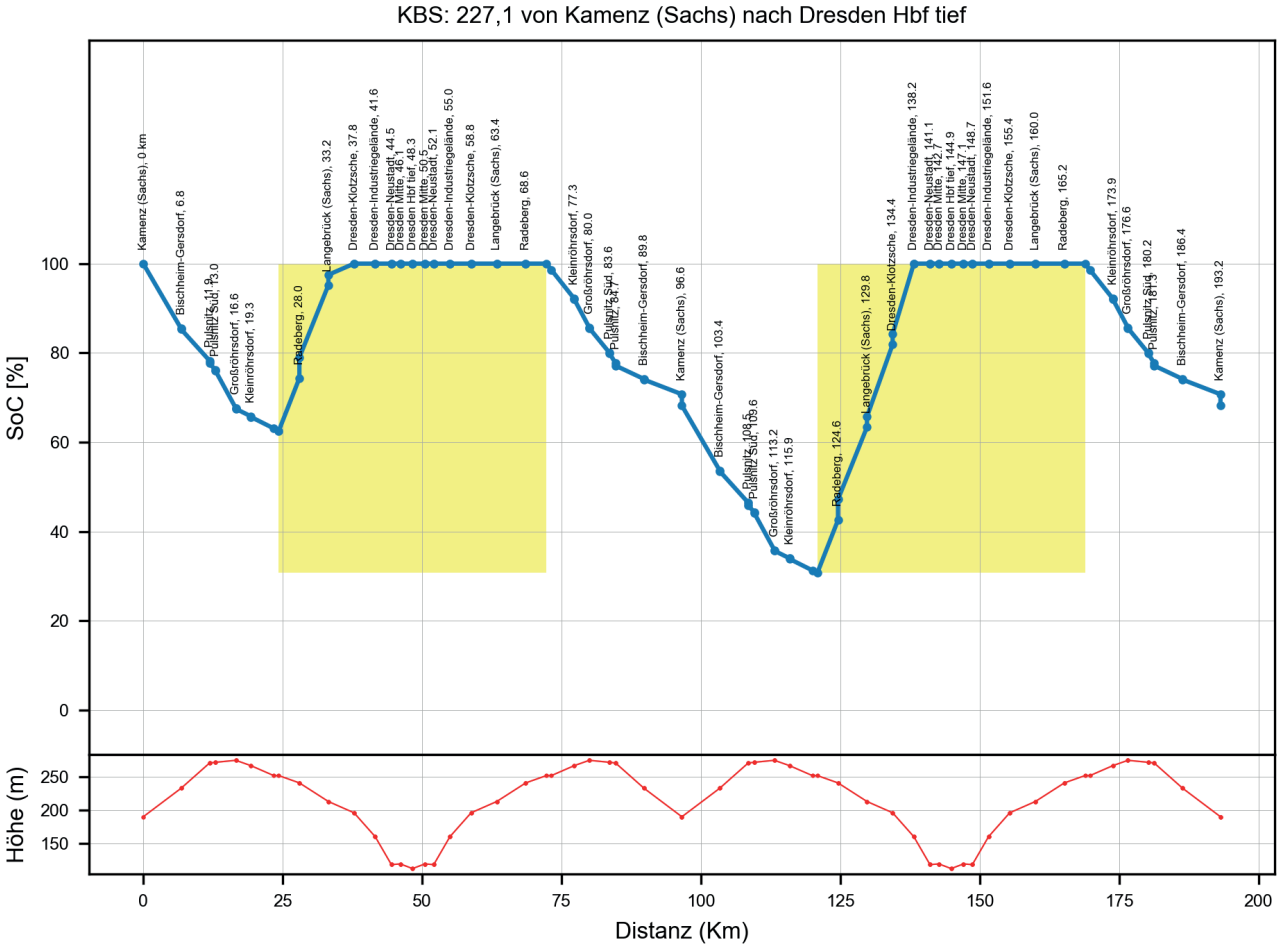
Abbildung 5 hingegen unterstellt die Errichtung einer *Ladestation in Kamenz*. Der Begriff Ladestation bezeichnet eine Versorgungsinfrastruktur, die eine Ladung der Traktionsbatterie im Stand über den Stromabnehmer ermöglicht. Diese kann über Bahnsteiggleisen positioniert werden, sodass eine Aufladung gleichzeitig mit dem Fahrgastwechsel durchgeführt werden kann. Während der Wendezeiten in Kamenz kann die Batterie dadurch ausreichend wiederaufgeladen werden; anstatt den Tiefentladebereich zu nutzen, sinkt der Ladestand in diesem Szenario nur noch auf etwa die Hälfte des SoC, bevor wieder eine Aufladung erfolgt.

Als weitere Variante wurde die *Elektrifizierung von Dresden-Klotzsche bis Arnsdorf* unterstellt (siehe Abbildung 6). Diese ist Teil des Elektrifizierungsprojektes Dresden – Görlitz, was bis zum Jahr 2029 abgeschlossen sein soll [13]. Hiervon profitiert die Linie RB 34 bis Arnsdorf bzw. bis vor den Abzweig Arnsdorfer Kurve. Es zeigt sich, dass aus Fahrzeugsicht die Ladestation in Kamenz für die Linie gut geeignet ist, da im Regelbetrieb ein ca. 10 % kleineres Ladefenster genutzt werden kann.

Im Eckpunktpapier zur Umsetzung der strukturpolitischen Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ für ein „Strukturstärkungsgesetz Kohleregionen“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie ist darüber hinaus die Elektrifizierung der Strecke von Radeberg/Arnsdorf nach Kamenz enthalten [14]. Unter diesen Gesichtspunkten könnten BEMU-Fahrzeuge auf der RB 34 als Brückentechnologie eingesetzt werden, da sie später auch im reinen Oberleitungsbetrieb eingesetzt werden können. Bei Bedarf kann das Batteriesystem entfernt werden, sodass das Fahrzeug dann einem heutigen Elektrotriebwagen entspricht. Die Ladestation in Kamenz wiederum ist so auszulegen, dass sie in eine Vollelektrifizierung der Strecke eingebunden werden kann.

Neben den Betrachtungen für den Regelbetrieb wurden auch Untersuchungen zu Szenarien unter erschwerten Bedingungen durchgeführt. Beispielsweise kann ein *erhöhter Hilfsbetriebeenergiebedarf* (z.B. Klimaanlage) aufgrund von Temperatureinflüssen zu erhöhter Energieentnahme aus

Abbildung 6: Simulation der RB 34 mit Elektrifizierung Dresden-Klotzsche – Arnsdorf



Quelle: MPM

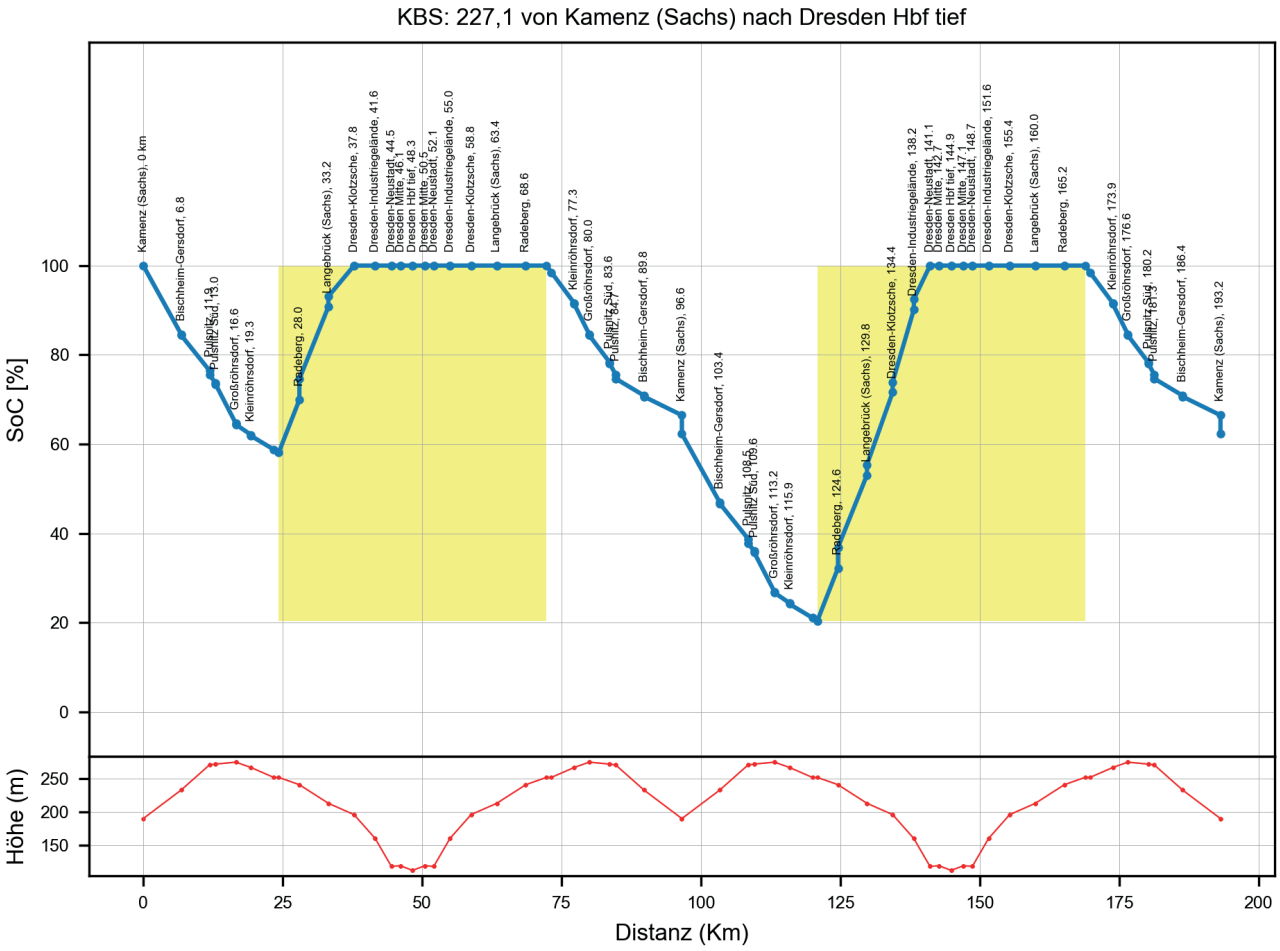
der Batterie führen. Die Abbildung 7 zeigt einen solchen Verlauf, der aber nur an wenigen Tagen im Jahr zu erwarten ist. Eine detaillierte Untersuchung zu den Verläufen des Energieverbrauchs in Abhängigkeit der Umgebungstemperaturen steht noch aus.

Betriebliche Randbedingungen

Aufgrund der notwendigen Nachladung von Batterietriebzügen kommt der *Wendezeit* an den jeweiligen Endbahnhöfen einer Linie eine besondere Bedeutung zu. Wendezeiten können als Puffer dienen, durch den aufgelaufene Verspätungen wieder aufgeholt werden können. Bisher besteht der bestimmende Faktor darin, dass das Fahrzeug die Fahrtrichtung und der Triebfahrzeugführer den Führerstand wechseln muss. Dies konstituiert die sogenannte Mindestwendezeit. Im Batteriezugbetrieb kommt nun an Endbahnhöfen, die eine Lademöglichkeit bieten, der Faktor der Ladezeit hinzu. Es muss gewährleistet sein, dass die Ladezeit ausreicht, um den Zug sicher durch den nächsten oberleitungsfreien Abschnitt zu bringen. Hierfür ist die Festlegung einer Mindestenergiemenge in der Batterie sinnvoll, vor deren Erreichen der Zug nicht abfahren darf. Aufgrund der unterschiedlichen Charakteristika der einzelnen SPNV-Linien muss dieser Wert in jedem Einzelfall neu festgelegt werden. Sofern die Wendezeiten des bisherigen Fahrplans für eine Ladung ausreichen, müssen keine weiteren Schritte ergriffen werden, sobald sich aber der Fahrplan ändern soll, muss der Aspekt der ausreichenden Ladezeiten geprüft werden. Dies kann auch dazu führen, dass sich bisherige Wendezeiten verlängern und beispielsweise eine überschlagene Wende notwendig ist, was für gewöhnlich eine Erhöhung des Fahrzeugbedarfes zur Folge hat.

Daraus folgt, dass eine *Positionierung von Ladeinfrastruktur* an Linienendpunkten sinnvoll ist. Die Standzeit ist dort in den meisten Fällen höher als an Kreuzungspunkten im Verlauf der Linien, wodurch eine größere Energiemenge in das Fahrzeug gebracht werden kann. Im Vergleich zu (Teil-) Elektrifizierungen sind Ladestationen für eine Aufladung im Stand perspektivisch einfacher zu errichten als Oberleitungsanlagen, unter denen auch gefahren werden soll. Aller-

Abbildung 7: Simulation der RB 34 mit Elektrifizierung Dresden-Klotzsche – Arnsdorf (erhöhter Hilfsbetriebeenergiebedarf)



Quelle: MPM

dings befinden sich die Endpunkte meist weit weg vom traditionellen Bahnstromnetz, sodass eine Versorgung aus dem Landesnetz der Energieversorger notwendig ist, die im Einzelfall zu prüfen ist. In anderen Fällen kann es vorkommen, dass eine Veränderung der Linienzuschnitte im betrachteten Netz die Errichtung von Ladeinfrastruktur obsolet macht. Da eine Mischung von elektrifizierten und nichtelektrifizierten Abschnitten der Charakteristik eines Batteriefahrzeuges am meisten entspricht, ist es beispielsweise bei Vorliegen der entsprechenden Voraussetzungen möglich, ein Liniennetz auf diesen Aspekt hin anzupassen. Diese Möglichkeit war im VVO-Netz nicht gegeben.

Aus den hohen Beschleunigungswerten von Elektrotriebzügen ergeben sich in vielen Fällen *Fahrzeitgewinne* gegenüber bisher eingesetzten Dieselfahrzeugen. Ob und in welcher Höhe diese auftreten, ist sowohl vom bisherigen Fahrplan als auch von den fahrdynamischen Eigenschaften der bisher eingesetzten Fahrzeuge abhängig. Auch die Nutzung dieser Fahrzeitgewinne muss im Einzelfall betrachtet werden, da die Möglichkeiten stark davon abhängig sind, ob die Fahrzeitgewinne auf einer ein- oder zweigleisigen Strecke entstehen und im Weiteren davon, wie der aktuelle Fahrplan aussieht. Zum einen können die Fahrzeitgewinne als Puffer für Verspätungsabbau genutzt werden, was den häufigeren Anwendungsfall darstellt, insbesondere auf kürzeren Linien. Dies dient auf jeden Fall der Erhöhung der betrieblichen Stabilität. Je nach Konstellation kann aber die Fahrzeitverkürzung so groß sein bzw. so geschickt liegen, dass tatsächlich eine Fahrzeugeinsparung möglich ist, wie es im untersuchten Netz auch vorgekommen ist. Weiterhin besteht das Potential für Fahrplananpassungen, was im Rahmen der VVO-Studie allerdings nicht untersucht wurde. Aufgrund der vielen Abhängigkeiten innerhalb eines Liniennetzes (wie beispielsweise eingleisige Abschnitte, höhengleiche Kreuzungen, Trassenbelegungen in vielbefahrenen Abschnitten) sind derartige Anpassungen sehr aufwändig. Es ist aber für einen erfolgreichen Betrieb mit Batterietriebzügen notwendig, dass sowohl ihre Potentiale als auch ihre Restriktionen in der Fahr- und Umlaufplanung berücksichtigt werden. Das betrifft auch Aspekte wie den Wegfall von Tankfahrten im Umlaufplan oder die Prüfung, ob Reinigung und Entsorgen unter Oberleitung oder im Batteriemodus durchgeführt werden.

Das Thema *Reichweite* von Batteriefahrzeugen wird bisher sehr stark von fixen Kilometerwerten bestimmt, die verhältnismäßig einfach das Leistungsvermögen des Fahrzeugs veranschaulichen sollen. Es gibt allerdings bisher keine definitorische Einordnung, unter welchen Bedingungen diese Werte gelten. Grundlegende Rahmenbedingungen wie Wettereinflüsse, Besetzungsgrad des Fahrzeugs sowie Infrastrukturparameter werden bei Reichweitenangaben in der Bahnbranche nicht berücksichtigt. Hier wäre es ratsam, zukünftig einen Normzyklus zur besseren Vergleichbarkeit der Fahrzeuge zu nutzen. Es muss aber klar sein, dass zu einer validen Aussage über die Eignung einzelner Liniennetze auf jeden Fall die dort geltenden Randbedingungen zu betrachten sind.

Besondere Bedeutung kommt aufgrund der deutlich begrenzten Reichweite von Batterietriebzügen der Betrachtung von *Störungseinflüssen* auf das Fahrzeug zu. Diese können völlig unterschiedlicher Natur sein. Von Störungen der Infrastruktur über Störungen am Fahrzeug zu betrieblichen Verzögerungen müssen alle Möglichkeiten zumindest geprüft werden. Letztlich lassen sich alle Störungseinflüsse auf das Grundproblem reduzieren, dass der nächste elektrifizierte Bahnhof / Haltpunkt oder Streckenabschnitt erreicht werden muss, ohne dass das Fahrzeug tatsächlich ohne Traktionsenergie liegenbleibt. Hierzu kommen in der Betrachtung zwei Pufferzonen zum Tragen. Zum einen ist es sinnvoll, im Bereich der dauerhaft nutzbaren Batteriekapazität vorzusehen, dass diese nicht ständig bis zu 0 % entladen wird. Zum zweiten gibt es den bereits oben erwähnten Tiefentladebereich, der vom Fahrzeughersteller bzw. durch die verwendete Batterietechnologie vorgegeben wird, dessen Nutzung aber mit der Verkürzung der Batterielebensdauer einhergehen kann. Die Nutzung dieses Tiefentladebereiches ist also unter Gesichtspunkten von Wirtschaftlichkeit und Umweltbilanz auf ein Minimum zu reduzieren.

Um das oben illustrierte Beispiel der RB 34 noch einmal aufzugreifen: Es wurde festgestellt, dass unter den gegebenen Rahmenbedingungen zusätzliche Infrastruktur notwendig ist, beispielsweise eine Ladestation in Kamenz. Für den Fall, dass die dortige Ladestation ausfällt und somit kurzzeitig nicht zur Verfügung steht, wäre ein ausreichender Puffer betrieblich sinnvoll, um in Dresden-Klotzsche die Oberleitung wieder zu erreichen. Ansonsten müsste der Zugbetrieb mit Batteriefahrzeugen dort temporär eingestellt werden. Die Simulation des Status quo (Abbildung 4) zeigt, dass eine Befahrung der Linie auch bei ausgefallener Ladestation möglich ist, zumindest unter Nutzung des Tiefentladebereiches der Batterie. Für den Störungsfall ist auch eine Reduzierung der Versorgung der Hilfsbetriebe im Zug möglich, um ein Liegenbleiben zu vermeiden.

Es stellt sich aber die Frage, inwieweit es wirtschaftlich sinnvoll ist, jede Störung beliebiger Größe durch eine Vergrößerung der Batteriekapazität abzufangen. Gewisse Ereignisse würden als Restrisiko bleiben und müssten auf andere Weise behandelt werden. Wenn man den Vergleich zum konventionellen elektrischen Bahnbetrieb unter Oberleitung heranziehen möchte: Sollte die Oberleitung stromlos oder beschädigt sein, ist in den jeweiligen Abschnitten kein elektrischer Zugbetrieb mehr möglich. Eine technische Rückfallebene gibt es hierfür nicht. Nun ist die Ausfallwahrscheinlichkeit von Bahnstromanlagen sehr gering [14], allerdings liegen für abgesetzte Ladeinfrastruktur, die aus dem Landesnetz versorgt wird, noch keine Zahlen vor. Eine Einschätzung, wie oft der jeweilige Fall vorkommt, ist damit noch recht schwierig.

Grundsätzlich ist in der Detailbetrachtung einzelner Linien die Berücksichtigung von Störeinflüssen in nahezu beliebigem Detaillierungsgrad möglich. Gerade Einflüsse im Bereich Infrastruktur sind je nach Betrachtungsraum sehr verschieden in ihrer Ausprägung und der Wahrscheinlichkeit des Auftretens. Exemplarisch seien hier nur Behinderungen durch gestörte Bahnübergänge oder ins Gleis gefallene Bäume genannt, die lokal sehr unterschiedlich auftreten.

Zusammenfassung

Das VVO-Netz bietet aufgrund seiner zum Teil topologisch sehr anspruchsvollen Linienführung einen interessanten Untersuchungsraum für Betrachtungen zum Batteriezugbetrieb. Es kann davon ausgegangen werden, dass viele Aussagen, die für das untersuchte Netz gelten, auch in anderen Netzen ähnlich gültig und zum Teil sogar verallgemeinerbar sind.

Aus betrieblicher Sicht ist besonders relevant, dass die Fahr- und Wendezeiten des bisherigen Fahrplans mit den Batteriefahrzeugen eingehalten werden können, sofern dies Maßgabe der Aufgabenstellung ist. Dies war in der bearbeiteten Studie der Fall und wurde entsprechend eingehalten. Wenn es größere Spielräume für Änderungen am Fahrplan- oder Linienkonzept gibt, sollten diese genutzt werden, wo dies die Eignung des Netzes für Batterietriebzüge verbessert. Potentiale für kürzere Fahrzeiten können beispielsweise für die Erhöhung der Betriebsstabilität genutzt werden. Genügend Puffer für eventuelle Störeinflüsse, zum Beispiel Verspätungen oder Störungen an der Infrastruktur, müssen vorhanden sein. Gerade die Überlegungen zum Thema Störungsbetrieb müssen in jeder Untersuchung dieser Art eine wichtige Rolle spielen.

Hinsichtlich der Positionierung von Ladestationen hat sich grundsätzlich ergeben, dass Endstellen von Linien aus betrieblicher Sicht besonders prädestiniert sind, da die Wendezeit als Ladezeit genutzt werden kann. Erst wenn dies alleine nicht ausreicht, sollte über weitere Möglichkeiten wie Teilelektrifizierungen nachgedacht werden. Ebenso sollte in jedem Einzelfall untersucht werden, ob die Errichtung von Infrastruktur nicht durch planerische oder betriebliche Maßnahmen vermieden werden kann.

Die Simulationssoftware eFlips erwies sich als gut geeignet und konnte durch Erkenntnisse aus der Bearbeitung der Studie noch in einzelnen Aspekten verbessert werden. Entsprechende Rückfragen seitens des VVO, die im Laufe der Studie auftraten, konnten aufgenommen und in das Modell

integriert werden, sodass eine gute praktische Anwendbarkeit der Ansätze gegeben ist.

Alle in diesem Artikel aufgeworfenen Fragestellungen wurden am Beispiel des VVO-Dieselnetzes untersucht und beantwortet, soweit dies zu Erfüllung des Studienzweckes notwendig war. Darüber hinaus sind aber sicherlich diese Fragen auch in ihrer Gesamtheit interessant und eine Behandlung im größeren Kontext des möglichen Einsatzes von Fahrzeugen mit alternativen Antriebssystemen im gesamten deutschen SPNV daher geboten. Gerade im Bereich der Störungseinflüsse sind größere systematische Untersuchungen des Einflusses auf den Betrieb eines Batteriezugnetzes noch im Aufbau und der Forschungsbedarf entsprechend gegeben.

Das Verbundprojekt BEMU

Das Fachgebiet Bahnbetrieb und Infrastruktur übernimmt gemeinsam mit dem Fachgebiet Methoden der Produktentwicklung und Mechatronik an der TU Berlin die wissenschaftliche Begleitung der Entwicklung eines Batterietriebzugs durch Bombardier Transportation. Das vom Bundesministerium für Verkehr geförderte und von der NOW (Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie) koordinierte Projekt umfasst die Entwicklung und Bau eines TALENT 3 Triebzuges, welcher mithilfe eines zusätzlichen Batteriesystems oberleitungsfreie Abschnitte überbrücken oder ganze nichtelektrifizierte Streckenabschnitte befahren kann. Zur InnoTrans 2018 im September in Berlin ist das Fahrzeug fahrtauglich öffentlich präsentiert worden. Es soll ein 12-monatiger Fahrgastbetrieb in Zusammenarbeit mit der DB RAB und der NVBW (Nahverkehrsgesellschaft Baden-Württemberg) in Baden-Württemberg erfolgen.

Quelle: Bombardier Transportation

Literaturangaben

[1] M. Hecht, „Schienenverkehr neu organisieren“, Tagesspiegel, 10.06.2018.

[2] Allianz pro Schiene, „Bund noch ohne Plan für Streckenelektrifizierung“, 18.12.2018. [Online]. Available: https://www.allianz-pro-schiene.de/presse/pressemitteilungen/bund-noch-ohne-plan-fuer-streckenelektrifizierung/. [Zugriff am 15.08.2019].

[3] M. Hecht und C. Culemann, „Klimaschutz als Chance für die Bahn“, Deine Bahn, Bd. 12/2018, pp. 14-17, 2018.

[4] CDU/CSU, SPD, „Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD“, 12.03.2018. [Online]. [Zugriff am 15.08.2019].

[5] S. von Mach, „TALENT 3 Batterietriebzug BEMU“, 21.02.2017. [Online]. Available: https://www.now-gmbh.de/content/1-aktuelles/1-presse/20170221-fachkonferenz-elektromobilitaet-vor-ort/1_14_vonmach_bemu.pdf. [Zugriff am 15.08.2019].

[6] K. Hasebe, N. Shiraki und H. Takiguchi, „Special Feature-JR East EV-E301 Catenary and Battery-Powered Hybrid Railcar“, Japan Railway & Transport Review No. 65, pp. 36-43, 2015.

[7] S. Schrader, „Heimliches Debüt für Batteriezug von Stadler“, Eisenbahn Revue International, Nr. 11, p. 578, 2018.

[8] bei, „ÖBB-Desiro mit zusätzlichem Batterieantrieb vorgestellt“, Eisenbahn Revue International, Nr. 11, p. 576, 2018.

[9] S. Schrader, „Bombardier stellt Talent 3 mit Batterie-Zusatzantrieb vor“, Eisenbahn Revue International, Nr. 11, p. 578, 2018.

[10] „Bahnverkehr wird umweltfreundlich“, 2019. [Online]. Available: https://www.schleswig-holstein.de/DE/Landesregierung/VII/_startseite/Artikel2019/II/190619_VergabeXMU.html. [Zugriff am 15.08.2019].

[11] Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, „Energiespeicher-Roadmap (Update 2017)“, Karlsruhe, 2017.

[12] D. Jefferies, „eFLIPS: Electric Fleet and Infrastructure Planning/Simulation“, 2019. [Online]. Available: https://www.mpm.tu-berlin.de/menue/forschung/projekte/eflips/. [Zugriff am 15.08.2019].

[13] I. Kramer und T. Berger, „Frühestens 2029 pendeln Elektrozüge zwischen Dresden und Görlitz“, Sächsische Zeitung, p. 8, 08.11.2018.

[14] Sächsische Staatsregierung, „Leuchtturmprojekte für Braunkohleregionen vorgestellt“, 29.04.2019. [Online]. Available: https://www.staatsregierung.sachsen.de/aktuelle-entwicklungen-zum-strukturwandel-6064.html. [Zugriff 12.09.2019].

[15] F. Kießling und R. S. A. Puschmann, Fahrleitungen elektrischer Bahnen, Berlin: Publicis Publishing, 2014, p. 1171.

Journal für Mobilität und Verkehr
ISSN 2628-4154
www.dvwg.de

Stromversorgung von Batteriezügen mittels Oberleitung: Modell für eine kundenfreundliche regulatorische Einordnung der elektrischen Energieversorgungsanlagen für Batterietriebzüge

Stefan El-Barudi, Marcus Kliefoth, Florian Baentsch*

siehe Autorenangaben

Abstract

Zur Steigerung der Qualität des Schienenverkehrs werden weitere Elektrifizierungen angestrebt. Neben dem Ausbau der bestehenden Oberleitungen können auch batterieelektrische Triebzüge einen Beitrag zur Elektrifizierung leisten. Diese Züge benötigen zur Ladung des Fahrstroms sogenannte Oberleitungsinselanlagen (OLIA). Der Beitrag erläutert eine regulatorische Einordnung der OLIA in Verbindung mit einer Anwendungsmöglichkeit der Zugangs- und Nutzungsbedingungen für die bestehenden Schienen- und Bahnstrominfrastrukturen. Hiermit wird ein Weg für eine transparente und kundenfreundliche Nutzung der zur Ermöglichung batterieelektrischer Antriebe im Schienenverkehr erforderlichen Infrastrukturanlagen aufgezeigt.

Schlagwörter/Keywords:
Oberleitung, Bahnstromnetz, Oberleitungsinselanlagen, Zugang zu Eisenbahninfrastruktur, streckenbezogene Versorgung mit Fahrstrom, regulatorische Zuordnung

1. Zusammenfassung

Oberleitungsinselanlagen, die sowohl einer Aufladung im Stand als auch während der Fahrt dienen, sind nach der Zwecksetzung der einschlägigen gesetzlichen Grundlagen richtigerweise wie Bestandsoberleitungen als Anlagen zur streckenbezogenen Versorgung mit Fahrstrom einzuordnen. Das in dieser Hinsicht maßgebliche Merkmal des „Streckenbezugs“ ist insoweit als anlagenbezogenes und örtliches Differenzierungskriterium auszulegen. Der Zeitpunkt oder die Art der Nutzung einer Oberleitungsinselanlage speziell danach, ob ein Schienenfahrzeug diese während der Fahrt oder im Stand nutzt, ist hingegen kein geeignetes Differenzierungskriterium und kann daher zur regulatorischen Einordnung nicht herangezogen werden. Aus dieser Einordnung folgt eine ungeteilte und umfassende Verantwortung des Betreibers der Schienenwege für Oberleitungsinselanlagen, die auch die Verantwortung für deren elektrische Speisung und Steuerung einschließt.

Daneben ermöglicht diese Einordnung eine Einbeziehung von Oberleitungsinselanlagen in die Prozesse für den Bahnstromnetzzugang, ohne dass hierfür ein gesonderter betrieblicher Prozessaufwand entstünde. Damit können die Zugangsregelungen zwischen den Eisenbahnverkehrsunternehmen und dem Betreiber des Bahnstromnetzes auf Triebfahrzeuge mit und ohne Batteriespeicher gleichermaßen Anwendung finden. Ebenso erfolgt jede Versorgung mit Traktionsstrom über Pantographen nach einheitlichen Prozessen, unabhängig davon, ob der Bezug an einer Oberleitungsinselanlage oder einer Bestandsoberleitung erfolgt.

Zwecks einer freien Wahl der Stromlieferanten für Eisenbahnverkehrsunternehmen hat der Bahnstromnetzbetreiber automatisierte Geschäftsprozesse aufgebaut, wonach jede Eisenbahn die Stromversorgung durch den Stromlieferanten ihrer Wahl im Wettbewerb aufnehmen kann. Die hohe Flexibilität bei der Nutzung unterschiedlicher Triebfahrzeuge durch Eisenbahnen bleibt auch bei der Nutzung von Oberleitungsinselanlagen erhalten. Auf der Grundlage der bestehenden Prozesse wird der Traktionsstromverbrauch jedes Eisenbahnverkehrsunternehmen auf der Basis der von diesem Unternehmen tatsächlich genutzten Triebfahrzeuge ermittelt.

2. Einführung und Ausgangslage

Die Eisenbahnen in Deutschland leisten als umweltfreundliche Verkehrsmittel einen maßgeblichen Beitrag zum Klimaschutz. Eisenbahnen bieten im Vergleich der Verkehrsarten heute bereits sehr energieeffiziente und damit emissions-

* Korrespondierender Autor.
E-Mail: Florian.Baentsch@deutschebahn.com (F. Baentsch)

arme Transportdienstleistungen an. Darüber hinaus hat sich die Deutsche Bahn AG (DB) ehrgeizige CO_2-Minderungsziele gesetzt und wird dem Klimaschutz durch innovative Lösungen für den Schienenverkehr neue Wege eröffnen.

Die Bundesregierung verfolgt das Ziel, die Elektrifizierung des Eisenbahnstreckennetzes in Deutschland weiter zu steigern, um den Anteil der Dieseltraktion und der hiermit verbundenen Emissionen des Schienenverkehrs zu vermindern. Aktuell sind ca. 60 Prozent des über 33.000 km langen Streckennetzes der DB Netz AG elektrifiziert. Mit ihrem Koalitionsvertrag vom März 2018 hat sich die Bundesregierung vorgenommen, einen Elektrifizierungsgrad von 70 Prozent bis zum Jahr 2025 zu erreichen.

Eine steigende Elektrifizierung soll zum einen durch Komplettelektrifizierungen von Strecken erreicht werden. Zum anderen soll der Einsatz von Schienenfahrzeugen mit alternativen Antrieben auf nicht oder nur teilweise elektrifizierten Strecken wachsen. Alternativ angetriebene Schienenfahrzeuge stehen momentan insbesondere im Schienenpersonennahverkehr (SPNV) im Fokus, da zum heutigen Zeitpunkt noch über ein Drittel der Verkehrsleistung im SPNV mit Dieseltraktion erbracht wird. Verschiedene SPNV-Aufgabenträger führen aktuell Ausschreibungen zum zukünftigen Einsatz von Zügen mit alternativen Antrieben durch oder bereiten diese vor.

Im Hinblick auf den bevorstehenden Einsatz von Oberleitungs-Batterie-Hybridfahrzeugen auf dem Streckennetz der DB Netz AG ist auch eine belastbare regulatorische Einordnung der hierfür erforderlichen Infrastrukturen anzustreben. Alle erforderlichen Energieversorgungsanlagen für eine Versorgung über Oberleitungsinselanlagen sollten in den bestehenden Regulierungsrahmen eingeordnet werden, um Rechtssicherheit zu schaffen und somit diese innovative Fahrzeugtechnologie für emissionsfreie Verkehre auf der Schiene zu befördern.

3. Sachverhalt und technische Hintergründe

3.1 Allgemeine Beschreibung von Batteriezügen

Batteriezüge sind Schienenfahrzeuge mit elektrischem Antrieb und Batteriespeicher (Battery electric multiple unit, BEMU), die als lokal emissionsfreie Fahrzeuge eine Alternative zu Schienenfahrzeugen mit Dieseltraktion darstellen. Dieser Schienenverkehr ist komplett frei von Klimaemissionen, sobald auch die vorgelagerten Energieumwandlungsprozesse emissionsfrei erfolgen. Batteriezüge befinden sich durch verschiedene Hersteller aktuell in der Erprobungsphase. Alle bekannten Batteriezugkonzepte nutzen einen Pantographen zur Stromaufnahme und beziehen den erforderlichen Traktionsstrom zum Fahren sowie Laden der Batteriespeicher über eine Oberleitung. Daher spricht man auch von Oberleitungs-Batterie-Hybridfahrzeugen. Das Laden der Batteriespeicher über den Pantographen ist unabhängig vom Bewegungszustand des Fahrzeuges und kann nach den bekannten Fahrzeugkonzepten sowohl im Fahren als auch im Stehen erfolgen. Die für die Ladung und für die Traktion bezogene elektrische Energie soll dabei über die fahrzeugseitig vorhandenen Messeinrichtungen (z.B. Energiemessgerät „Traktionsenergie-Messung und Abrechnung“, TEMA-Box) erfasst werden. In aktuell laufenden Ausschreibungen der Aufgabenträger zu Verkehren mit alternativen Antrieben ist vorgesehen, dass die Eisenbahnverkehrsunternehmen ihre Stromlieferanten für den Energiebezug an Oberleitungsinselanlagen frei wählen können.

3.2 Technische Beschreibung der Energieversorgunganlagen für Batteriezüge

Da alle bekannten Batteriezugkonzepte auf einen Pantographen zur Stromaufnahme zum Fahren und Laden der Batteriespeicher über die Oberleitung setzen, können die Fahrzeuge schon jetzt die vorhandenen Strecken, die mit 15-kV-16,7-Hz-Oberleitungen ausgerüstet sind, zum Fahren und Laden nutzen.

Die Versorgung von Schienenfahrzeugen mit elektrischer Traktion erfolgt über das Bahnstromnetz der DB Energie GmbH. Der grundsätzliche Aufbau der Bahnstromversorgung ist in Abbildung 1 schematisch vereinfacht dargestellt.

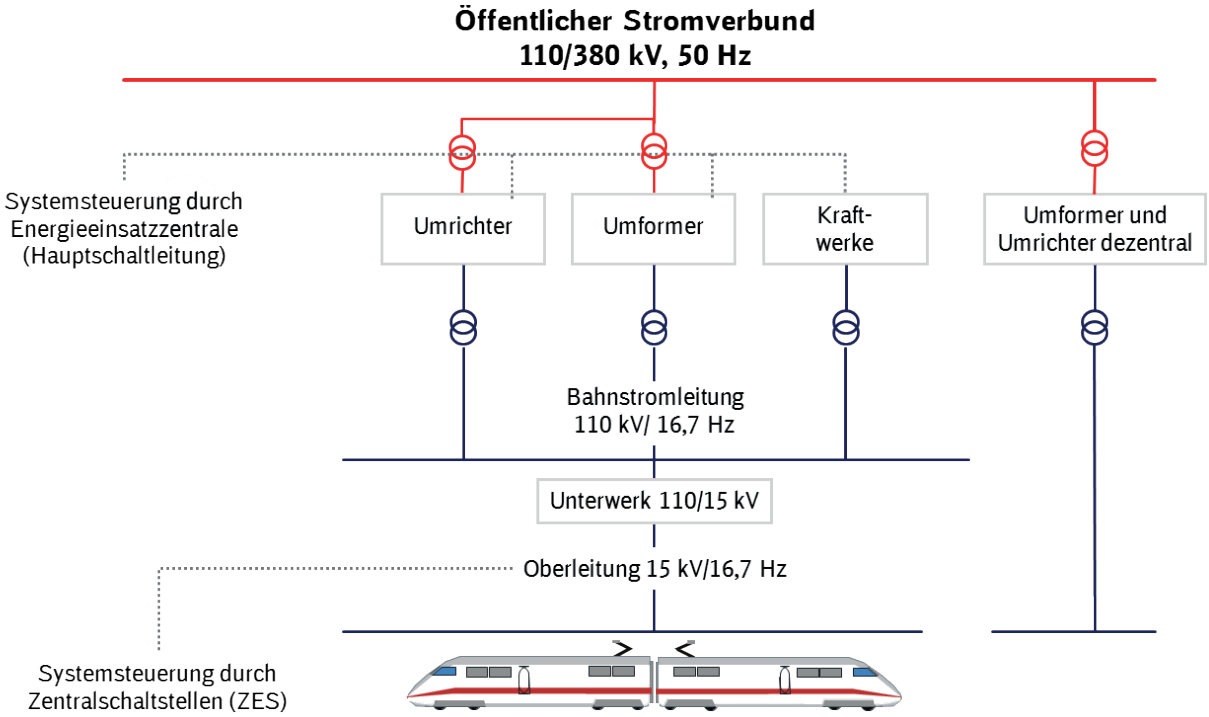
Grundsätzlich können bei der Versorgung von elektrischen Bahnen drei verschiedene Formen der Einspeisung von 16,7-Hz-Bahnstrom unterschieden werden:

- Versorgung über (Bahnstrom-)Kraftwerke, die den Strom erzeugen und direkt in das 110-kV-16,7-Hz-Bahnstromnetz einspeisen
- Versorgung über zentrale Umrichter-/ Umformerwerke, die 50-Hz-Strom aus den vorgelagerten öffentlichen Verteilnetzen in 16,7-Hz-Bahnstrom umwandeln und in das 110-kV-16,7-Hz-Bahnstromnetz einspeisen
- Versorgung über dezentrale Umrichter-/ Umformerwerke, die 50-Hz-Strom aus den vorgelagerten öffentlichen Verteilnetzen in 16,7-Hz-Bahnstrom umwandeln und direkt in die 15-kV-16,7-Hz-Oberleitungsanlagen einspeisen

Über das bundesweit bestehende rund 7.800 km lange 110-kV-16,7-Hz-Bahnstromnetz der DB Energie GmbH wird somit an verschiedenen Bezugsquellen (Kraftwerke und Umformer-/ Umrichterwerke) Bahnstrom aufgenommen und zu den Unterwerken transportiert, die die Spannung des 110-kV-16,7-Hz-Bahnstromnetzes in die Spannung der 15-kV-16,7-Hz-Oberleitungsanlagen umwandeln und einspeisen, sodass elektrische Schienenfahrzeuge den zum Antrieb notwendigen Bahnstrom über den Pantographen beziehen können.

Das 110-kV-16,7-Hz-Bahnstromnetz wird von einer Hauptschaltleitung (HSL) überwacht und gesteuert. Die 15-kV-16,7-Hz-Oberleitungsanlagen sind in sieben Bereiche unterteilt, die jeweils von einer Zentralschaltstelle (ZES) der

Abbildung 1: Aufbau der Bahnstromversorgung



Quelle: DB Energie GmbH

DB Energie GmbH an verschiedenen Standorten überwacht und gesteuert werden.

Der Bahnstromnetzbetreiber wickelt die energiewirtschaftlichen Prozesse für den Netzzugang von Letztverbrauchern und Lieferanten ab. Hierzu gehören insbesondere die Marktkommunikation mit den verschiedenen Marktpartnern (Letztverbraucher, Energielieferanten, Dienstleister und andere Netzbetreiber), die Abwicklung der Lieferantenwechselprozesse sowie die Bilanzierung der Energiemengen und die Abrechnung der Netznutzung. Die Prozesse folgen grundsätzlich den Vorgaben für die öffentliche 50-Hz-Stromversorgung, enthalten aber zugleich einige Besonderheiten, um den spezifischen Belangen des Eisenbahnverkehrs gerecht zu werden.

Zu den energiewirtschaftlichen Besonderheiten des Eisenbahnverkehrs gehört, dass als Bezugspunkt für den Netzanschluss Triebfahrzeugeinheiten als sog. technische Entnahmestellen dienen. Als Bezugspunkt für die Belieferung mit Strom dienen demgegenüber sog. virtuelle Entnahmestellen, in denen eine Mehrzahl an Triebfahrzeugeinheiten eines Eisenbahnverkehrsunternehmens zusammengefasst werden. Hiermit sollen vor allem in der Eisenbahnwirtschaft übliche kurzfristige Triebfahrzeugwechsel unter Beibehaltung des Lieferverhältnisses des jeweiligen Eisenbahnverkehrsunternehmens abgebildet werden. In der öffentlichen 50-Hz-Stromversorgung fallen diese Bezugspunkte für den Anschluss und für die Belieferung in einem stationären Anschluss zusammen.

Da es sich bei den Triebfahrzeugeinheiten um in der Energiewirtschaft ansonsten nicht vorhandene mobile Verbraucher handelt, die sich frei innerhalb des Bahnstromnetzes bewegen und nicht zuletzt aus dessen Versorgungsbereich aus- und wieder in dessen Versorgungsbereich hereinfahren können, sind durch den Bahnstromnetzbetreiber ebenfalls Verbräuche innerhalb und außerhalb des Bahnstromnetzes (vor allem im Ausland) abzugrenzen.

Eine weitere Besonderheit mit Blick auf das Bahnstromnetz ergibt sich bei der Bahnstromversorgung über dezentrale Umrichter-/Umformerwerke. Diese besteht darin, dass auch Oberleitungsabschnitte im Wesentlichen in Nordostdeutschland durch das Bahnstromnetzzugangsmodell erfasst werden, die an sich keine direkte Verknüpfung mit dem Bahnstromfernleitungsnetz aufweisen (sog. dezentrales Bahnstromnetz). Diese Abschnitte werden vielmehr durch dezentral an die jeweiligen örtlichen 50-Hz-Verteilernetze angeschlossene Umformer- und Umrichterwerke versorgt. Eisenbahnverkehrsunternehmen sind jedoch gleichermaßen im Bereich des dezentralen Bahnstromnetzes wie im Bereich des übrigen Bahnstromnetzes unterwegs und insofern auf ein durchgängig einheitliches Netzzugangsmodell angewiesen. Für den Zugbetrieb hat diese abweichende Netzstruktur demnach keinerlei Auswirkungen. Vielmehr stehen den Eisenbahnverkehrsunternehmen im gesamten Trassennetz alle Anlagen des Bahnstromnetzes zu den gleichen Bedingungen unterbrechungsfrei zur Verfügung.

Für die Eisenbahnverkehrsunternehmen besteht nach alledem daher ein integrierter Zugang zum Schienennetz der DB Netz AG und – im Fall von elektrischer Traktion – zum Bahnstromnetz der DB Energie GmbH.

Batteriezüge sind grundsätzlich in der Lage, außerhalb des elektrifizierten Streckennetzes auch ohne 15-kV-16,7-Hz-Oberleitung zu fahren, da in diesen Streckenabschnitten die Stromversorgung aus dem Batteriespeicher erfolgen kann. Ist ein nicht elektrifizierter Streckenabschnitt zu lang, als dass er ohne Nachladung aus betrieblicher Sicht sicher passiert werden kann, so muss der Batteriespeicher des Zugs nachgeladen werden. Hierzu können Oberleitungsinselanlagen aufgebaut werden und einzelne Abschnitte in Bahnhöfen oder auf einzelnen Streckenabschnitten zwischen Bahnhöfen mit Oberleitung ausgerüstet werden. Die technische Ausführung der Oberleitung und deren elektrischer Speisung müssen dabei dem DB-Regelwerk entsprechen.

Die Ladung der Batterien erfolgt dabei nach den bekannten Fahrzeugkonzepten während der Fahrt und im Stand. Denn bereits bei der Einfahrt des Zuges kann Strom aus der Oberleitung entnommen werden. Ebenso besteht die Möglichkeit, beim Anfahren und Beschleunigen des Zuges Oberleitungsstrom zu entnehmen. Zudem können Oberleitungsinselanlagen auch außerhalb von Haltepunkten an einzelnen Streckenabschnitten errichtet werden. Dies kann bei einer entsprechenden Streckentopologie z.B. an Steigungen sinnvoll sein. Hierdurch wird die betriebliche Möglichkeit eröffnet, die Batterieladedauer nicht auf die reine Standzeit zu begrenzen. Die Oberleitungsinselanlage unterliegt den gleichen technischen und betrieblichen Anforderungen wie die Oberleitung im übrigen Streckennetz der DB Netz AG.

Die Energiebereitstellung kann nur nach DIN EN genormten und nach TSI (Technische Spezifikation Interoperabilität) zugelassenen Bahnstromsystemen erfolgen, d.h.:

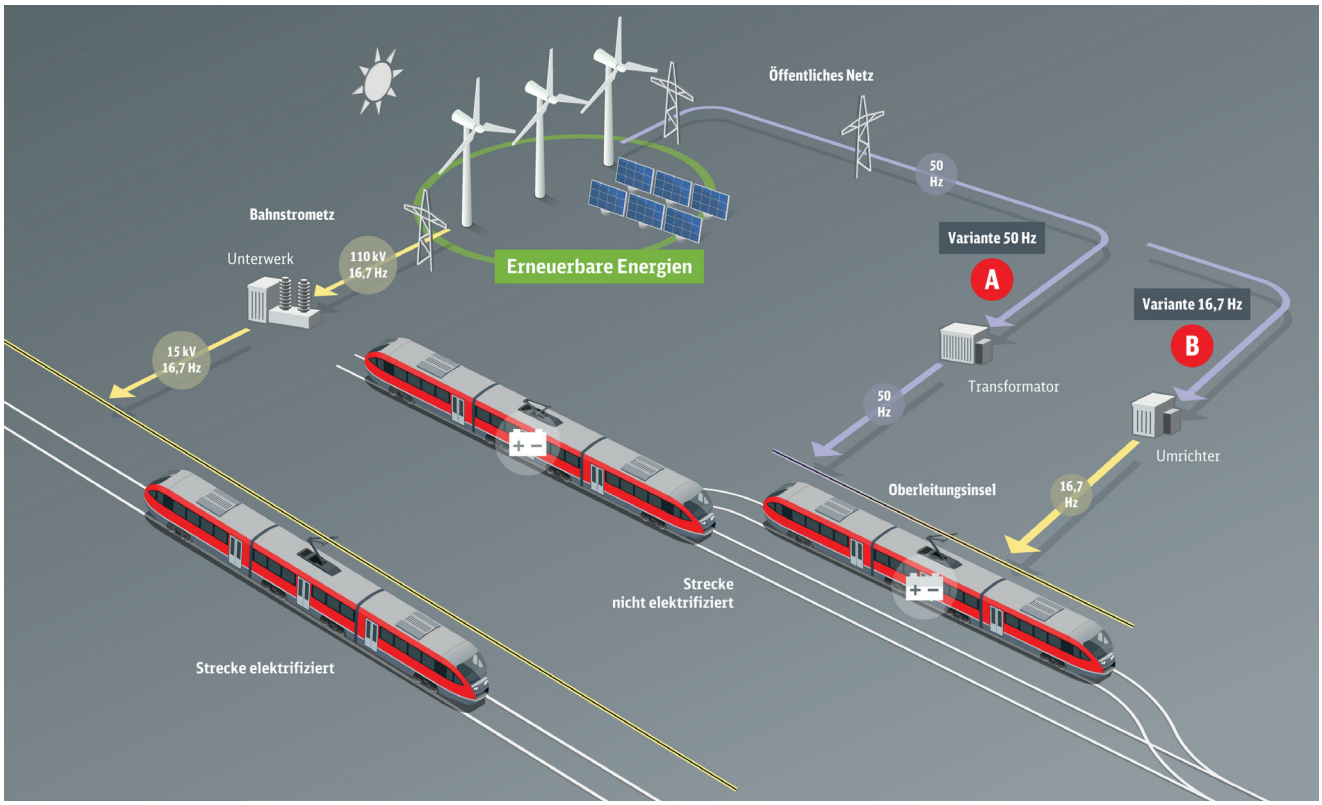
- 15-kV-16,7-Hz oder
- 25-kV-50-Hz.

Die Auswahl des Systems ist abhängig von dem für das Fahrzeug erforderlichen System zum Errichtungszeitpunkt der Anlage. Hierbei ist zu beachten, dass die Konstruktion zum heutigen Stand auch eine Nutzung der bestehenden Oberleitungsinfrastruktur vorsieht. Dementsprechend sind die Fahrzeuge für ein 15-kV-16,7-Hz-System ausgerüstet; eine Nutzung von 25-kV-50-Hz-Systemen bedeutet eine Zulassung der Fahrzeuge als Mehrsystemfahrzeuge.

Der grundsätzliche Aufbau der Bahnstromversorgung für Batteriezüge ist in nachfolgender Abbildung 2 schematisch dargestellt.

Die Bahnstromversorgung für Batteriezüge über Oberleitungsinselanlagen erfolgt entsprechend der bestehenden Bahnstromversorgung über dezentrale Umrichterwerke. Dabei wird dreiphasiger 50-Hz-Strom aus den vorgelagerten öffentlichen Verteilnetzen in einphasigen Bahnstrom mit 15-kV-16,7-Hz oder 25-kV-50-Hz umgewandelt. Der Unterschied zu den vorhandenen Werken besteht in der grundsätzlich kleineren Leistung (Module je 2,5 MVA kaskadierbar bis 15 MVA). Die Steuerung und Überwachung der Oberleitungsinselanlage erfolgt wie bei Bestandsoberleitungsanla-

Abbildung 2: Aufbau der Bahnstromversorgung für Batteriezüge



Quelle: DB Energie GmbH

gen über eine Anbindung an die jeweils regional zuständige ZES der DB Energie GmbH.

4. Regulatorische Einordnung von Oberleitungsinselanlagen für Batteriezüge und deren Folgen

Für die zukünftige regulatorische Einordnung von Oberleitungsinselanlagen sind insbesondere die folgenden der vorgenannten Rahmenbedingungen wesentlich:

- Die Ladung der Zugbatterien erfolgt mittels Pantographen über Oberleitungen (ggf. als Oberleitungsinselanlage).
- Die Ladung der Batterien soll je nach Streckentopologie sowohl an Bestandsoberleitungen vollelektrifizierter Strecken, als auch an kurzen neu zu elektrifizierenden Streckenabschnitten, an Stationshalten mit neu zu installierenden Oberleitungsanlagen unter Einschluss der Ein- und Ausfahrten oder im Stand erfolgen.
- Die Erfassung der für die Ladung bezogenen elektrischen Energie soll über die fahrzeugseitig vorhandenen Messeinrichtungen erfolgen.
- Für die Ladung der Batterien soll eine freie Lieferantenwahl zugunsten der jeweiligen Eisenbahnverkehrsunternehmen möglich sein.

4.1 Oberleitungsinselanlagen als Anlagen zur streckenbezogenen Versorgung mit Fahrstrom

Die regulatorische Einordnung von Oberleitungsinselanlagen sollte vom primär anwendbaren eisenbahnrechtlichen Regelungsrahmen ausgehen. Bestandsoberleitungsanlagen elektrifizierter Strecken werden unstreitig als Anlagen zur streckenbezogenen Versorgung mit Fahrstrom eingeordnet. Diese muss der jeweilige Betreiber der Schienenwege gemäß § 4 Abs. 7 AEG zum Gegenstand seines Unternehmens machen. Deren Nutzung muss gemäß Anlage 2 Nr. 1 lit. e) zum ERegG Bestandteil des Mindestzugangspakets sein, mit der Folge, dass diese über das Trassenpreissystem abzurechnen ist.

Insofern stellt sich die Frage, ob diese rechtlichen Vorgaben gleichermaßen auf Oberleitungsinselanlagen zur Anwendung kommen oder diese anders einzuordnen sein könnten. Entscheidend für die Beantwortung dieser Frage ist die Auslegung des in § 4 Abs. 7 AEG und der Anlage 2 Nr. 1 lit. e) zum ERegG enthaltenen „Streckenbezugs". Es ist also zu bewerten, ob Oberleitungsinselanlagen gleichermaßen den vom Gesetz für die Einordnung als Anlage zur streckenbezogenen Versorgung mit Fahrstrom geforderten „Streckenbezug" aufweisen oder nicht. Dabei ist entscheidend, welche Bedeutung dem Begriff „streckenbezogen" beizumessen ist. Einen Sinn ergibt die Aufnahme dieses Begriffs in den gesetzlichen Tatbestand nur dann, wenn hiermit eine spezifische Abgrenzung erfolgen sollte. Insofern ist zunächst zu ergründen, welche Abgrenzung der Gesetzgeber mit der Einführung des Begriffs „streckenbezogen" intendiert hat und was für sonstige Anlagen zur Versorgung mit Fahrstrom gemeint sein könnten. Als solche kommen wiederum nur die den Oberleitungsanlagen (und ggf. Stromschienen) vorgelagerten elektrotechnischen Anlagen in Betracht, wie insbesondere die gesamten Anlagen des Bahnstromnetzes. Denn andere Infrastrukturanlagen, die gerade der Versorgung mit Fahrstrom dienen, gibt es nicht.

Der Gesetzgeber wollte mithin unterscheiden zwischen Anlagen zur Versorgung mit Fahrstrom (Oberleitungsanlagen und Stromschienen) mit Streckenbezug, die der Verantwortung des Betreibers der Schienenwege unterfallen, und sonstigen Anlagen zur Versorgung mit Fahrstrom (u.a. die Bahnstromfernleitungen) ohne hinreichenden Streckenbezug, die dieser Verantwortung nicht zugeordnet werden, sondern durch ein anderes Eisenbahninfrastrukturunternehmen betrieben werden können.

Dies wird auch durch die einschlägigen Gesetzesmaterialien bestätigt. Der maßgebliche Passus fand erstmals Eingang in § 4 Abs. 3 AEG a.F. durch Art. 3 Nr. 1 des Dritten Gesetzes zur Änderung eisenbahnrechtlicher Vorschriften vom 27.4.2005 (BGBl. I, S. 1138). In der Gesetzesbegründung zur relevanten Regelung (BT-Drs. 15/4419 v. 1.12.2004, S. 16) heißt es hierzu:

> *„Anlagen zur streckenbezogenen Versorgung mit Fahrstrom sollen ebenfalls durch den Betreiber der Schienenwege betrieben werden. Zu diesen Anlagen gehören der Fahrdraht und die Stromschienen. Alle übrigen Anlagen, die zur Elektrifizierung erforderlich sind, wie Kraftwerke, Bahnstromfernleitungen und Umformerwerke sowie die Leitungen vom Kraftwerk bis zum Fahrdraht oder den Stromschienen, gehören nicht dazu."*

Hieraus wird deutlich, dass eine örtliche anlagenbezogene Differenzierung durch den Gesetzgeber intendiert war. Der Tatbestand ist demnach mit anderen Worten so zu verstehen, dass alle Anlagen zur Versorgung mit Fahrstrom erfasst werden sollen, die einen örtlichen Bezug zur Strecke haben. Es findet sich kein Hinweis darauf, dass vergleichsweise kurze Oberleitungsabschnitte nicht gleichermaßen von der Regelung erfasst werden sollten. Da Oberleitungsinselanlagen mit Ausnahme der Länge des jeweils überspannten Abschnitts des Schienenwegs im Vergleich zu herkömmlichen Bestandsoberleitungen technisch im Wesentlichen gleichgelagert ausgestaltet sind, sind diese demnach ebenfalls vom Begriff der Anlagen zur streckenbezogenen Versorgung mit Fahrstrom erfasst.

Auch der Umstand, dass bei Batteriezügen ein Batteriespeicher vorhanden ist, der ggf. beim Fahrbetrieb genutzt wird, ändert weder etwas daran, dass der entnommene Strom weiterhin als Fahrstrom zu betrachten ist, noch am entsprechenden Streckenbezug. Denn ungeachtet der Zwischenspeicherung im Batteriespeicher dient der betreffende Strom Traktionszwecken. Eine andere Betrachtung wäre schon aus praktischen Gründen nicht sachgerecht, da Bat-

teriezüge dazu konzeptioniert sind, immer auch unter herkömmlichen Oberleitungen fahren zu können, ohne den Batteriespeicher zu nutzen. Zudem wird während des Ladens im Fahrbetrieb der aus der Oberleitungsanlage entnommenen Strom teils für die Ladung des Batteriespeichers und teils für die Traktion genutzt.

Es kann bei der rechtlichen Einordnung von Oberleitungsinselanlagen nicht darauf ankommen, ob die Nutzung der betreffenden Oberleitung durch ein Eisenbahnfahrzeug im Stand oder während der Fahrt erfolgt. Nähere Anhaltspunkte für die Annahme, dass es für die rechtliche Einordnung der Anlage auf die Art ihrer Nutzung ankommt, dass also der vom Gesetz geforderte „Streckenbezug" gerade ein Momentum der Mobilität erfordere, finden sich nämlich nicht.

Im Gegenteil setzte diese Sichtweise mit dem Differenzierungskriterium „Nutzung in Fahrt" oder „Nutzung im Stand" voraus, dass der Gesetzgeber mit der betreffenden Regelung a priori differenzieren wollte zwischen Anlagen zur streckenbezogenen Versorgung mit Fahrstrom, die während der Fahrt genutzt werden, und Anlagen zur nicht streckenbezogenen Versorgung mit Fahrstrom, die im Stand genutzt werden. Eine derartige Differenzierung ergibt jedoch insofern keinen Sinn, als es herkömmlich überhaupt keine Fahrstromversorgungsanlagen gibt, die sich sinnvoll dergestalt kategorisieren lassen.

Eine Differenzierung nach der Art und Weise der Anlagennutzung kann im Übrigen nicht sachgerecht sein, da dann je nach der gerade stattfindenden Nutzung eine unterschiedliche Einordnung vorgenommen werden müsste. Wenn sich eine Oberleitung beispielsweise im Bereich eines Haltesignals befindet, müsste diese konsequenterweise als Anlage zur streckenbezogenen Versorgung mit Fahrstrom eingeordnet werden, wenn ein elektrisch betriebenes Eisenbahnfahrzeug den betreffenden Streckenabschnitt während der Fahrt passiert. Hingegen schiede nach der betreffenden Logik eine solche Einordnung aus, wenn ein elektrisch betriebenes Fahrzeug an dem Haltesignal zum Stand kommt.

All die genannten Beispiele verdeutlichen, dass die rechtliche Einordnung von Oberleitungsanlagen durchgängig zeitlich variabel wäre und weitgehend von Zufällen abhinge, wenn man diese davon abhängig machte, ob die Nutzung während der Fahrt oder im Stand stattfindet. Dies gilt bereits für Bestandsoberleitungen, die bislang unstrittig als Anlagen zur streckenbezogenen Versorgung mit Fahrstrom betrachtet wurden. Für Oberleitungsinselanlagen kann dabei nichts anderes gelten.

Auch praktisch ist das betreffende Abgrenzungsschema vor dem Hintergrund nicht sachgerecht, dass nach den aktuell erwogenen Betriebskonzepten eine Ladung von Batteriezügen teilweise an Bestandsoberleitungen vollelektrifizierter Strecken, teilweise an kurzen neu zu elektrifizierenden Streckenabschnitten, teilweise an Stationshalten mit neu zu installierenden Oberleitungsanlagen unter Einschluss der Ein- und Ausfahrt und auch nur teilweise ausschließlich im Stand vorgesehen ist. Es wäre ersichtlich vor allem für die nutzenden Eisenbahnverkehrsunternehmen nicht praktikabel, die betreffenden technisch vergleichbar ausgestalteten Anlagen ggf. unterschiedlich einzuordnen, mit der Folge, dass diese hinsichtlich der Nutzungsmodalitäten und Nutzungsentgelte verschiedenen Geschäftsprozessen folgen müssten.

4.2 Folgen der Einordnung von Oberleitungsinselanlagen als Anlagen zur streckenbezogenen Versorgung mit Fahrstrom

Die Einordnung von Oberleitungsinselanlagen hat zunächst eine umfassende und ungeteilte Verantwortungszuweisung für diese insbesondere unter dem Gesichtspunkt eines sicheren Eisenbahnbetriebs an den Betreiber der Schienenwege zur Folge. Daneben bringt dies mit sich, dass die für die Betreiber elektrischer Triebfahrzeuge auch im Übrigen geltenden Regelungen und Prozesse für den Zugang zum Bahnstromnetz zur Anwendung kommen können.

Über die Regelung des § 4 Abs. 7 AEG soll gewährleistet werden, dass der Betreiber der Schienenwege über den bloßen Schienenweg hinaus auch alle weiteren für einen sinnvollen Betrieb der Schienenwege, vor allem aber für eine reibungslose und sichere Durchführung einer Zugfahrt benötigten „Essentialia" zur Verfügung stellt, vgl. *Kramer*, AEG Kommentar, 12. Aufl. 2012, § 4, Rn. 9.

Dies wird auch aus den weiteren Gesetzesmaterialien deutlich. Ein anderer Passus der Gesetzesbegründung zum seinerzeit neu eingeführten § 4 Abs. 3 AEG a.F. (BT-Drs. 15/3280 v. 10.6.2004, S. 15) führt aus:

> *„Die Vorschrift verpflichtet den Betreiber der Schienenwege, auch die zugehörigen Steuerungs- und Sicherungssysteme zu betreiben. Damit wird erreicht, dass die Verantwortung für einen sicheren Eisenbahnbetrieb, soweit dies die Schienenwege betrifft, ungeteilt bei einem Unternehmen liegt. Das Unternehmen ist nicht gehindert, benachbarte Betreiber der Schienenwege mit der Ausübung dieser Aufgabe zu betrauen. Es trägt jedoch auch in diesem Fall die volle Verantwortung für die Betriebssicherheit."*

Zwar bezieht sich die zitierte Aussage wörtlich zunächst nur auf Steuerungs- und Sicherungssysteme. Dies liegt jedoch lediglich daran, dass die Anlagen zur streckenbezogenen Versorgung mit Fahrstrom zum Zeitpunkt der Erstellung der betreffenden BT-Drs. 15/3280 am 10.6.2004 noch nicht in das Gesetzgebungsverfahren eingeführt worden waren. Dies ist jedoch in der Folge bis zur Erstellung der folgenden BT-Drs. 15/4419 am 1.12.2004 geschehen. Der Regelungszusammenhang lässt dabei keinen anderen vernünftigen Schluss zu, als dass auch der Betrieb der Anlagen zur streckenbezogenen Versorgung mit Bahnstrom dem Betreiber der Schienenwege zugewiesen wurde, um eine ungeteilte Verantwortung für einen sicheren Eisenbahnbetrieb bei einem Unternehmen zu gewährleisten. Diese ungeteilte und

umfassende Verantwortung des Betreibers der Schienenwege gilt mithin auch für Oberleitungsinselanlagen.

Bei einer Einordnung von Oberleitungsinselanlagen als Anlagen zur streckenbezogenen Versorgung mit Fahrstrom kann die Belieferung von Eisenbahnverkehrsunternehmen mit Traktionsstrom unterschiedslos nach den etablierten Prozessen des Netzzugangsmodells für das Bahnstromnetz erfolgen. Das gilt auch, wenn eine Ausdehnung der 110-kV-Bahnstromleitungen zum Anschluss der betreffenden Oberleitungsinselanlagen gegenüber einem Anschluss an das jeweilige örtliche 50-Hz-Verteilernetz der öffentlichen Versorgung voraussichtlich weiterhin sowohl wirtschaftlich als auch technisch nicht sachgerecht wäre. Denn hier läge eine mit der Versorgung über dezentrale Umformer- und Umrichterwerke vergleichbare Sachlage vor. Den betroffenen Eisenbahnverkehrsunternehmen wird in beiden Fällen Zugang zum gesamten Bahnstromnetz nach einheitlichen Geschäftsprozessen gewährt.

Damit wird die Etablierung separater Prozesse für den Bezug von Traktionsstrom an Oberleitungsinselanlagen vollständig vermieden (vgl. näher hierzu Abschnitt 4.3). Vielmehr kann der bezogene Traktionsstrom wie bei der Versorgung an den herkömmlichen Bestandsoberleitungen auch über die fahrzeugseitige Messeinrichtung erfasst und über die Netzzugangsprozesse zur Abrechnung gebracht werden. Dies kann auf der Grundlage des Lieferverhältnisses zu dem Stromlieferanten des jeweiligen Eisenbahnverkehrsunternehmens geschehen, den dieses auch für die Versorgung über die Bestandsoberleitungen im übrigen Bahnstromnetz frei gewählt hat. Auch dieses Lieferverhältnis bleibt dann bei einem Strombezug über Oberleitungsinselanlagen unverändert, sodass auch für Stromlieferanten keinerlei Prozessmodifikation erfolgt.

4.3 Hypothetische Einordnung von Oberleitungsinselanlagen als Serviceeinrichtungen und deren Folgen

Eine Einordnung von Oberleitungsinselanlagen als Serviceeinrichtungen i.S.v. § 2 Abs. 9 AEG kommt richtigerweise nicht in Betracht. Ginge man gleichwohl hypothetisch von einer Einordnung als Serviceeinrichtung aus, so hätte dies Auswirkungen auf die für deren Nutzung erforderlichen operativen Prozesse mit erheblichem Zusatzaufwand und deutlichen Nachteilen für die Eisenbahnverkehrsunternehmen.

Die Einordnung von Oberleitungsinselanlagen als Anlagen zur streckenbezogenen Versorgung mit Fahrstrom schließt eine Einordnung als Serviceeinrichtung aus. Denn aus der insoweit maßgeblichen Anlage 2 zum ERegG ergibt sich ein systematischer Vorrang dessen, was als Teil des Mindestzugangspakets im Sinne von deren Anlage 1 erfasst ist, gegenüber Serviceeinrichtungen, die die Erbringung einer der in den Nummern 2 bis 4 der Anlage 2 zum ERegG erfassten Leistungen voraussetzen. Eine Leistung kann nicht zugleich obligatorischer Teil des Mindestzugangspakets sein und zugleich dem Regelungsrahmen für Serviceeinrichtungen unterfallen.

Ginge man gleichwohl hypothetisch von einer Einordnung als Serviceeinrichtung aus, so hätte dies Auswirkungen auf die für deren Nutzung erforderlichen operativen Prozesse, was insbesondere für die Eisenbahnverkehrsunternehmen zu erheblichem Zusatzaufwand und deutlichen Nachteilen führte.

Auch bei einer hypothetischen Einordnung von Oberleitungsinselanlagen als Serviceeinrichtungen ist sämtlichen Zugangsberechtigten diskriminierungsfrei deren Nutzung zu ermöglichen. Diese müssen demnach insbesondere durch sämtliche Eisenbahnverkehrsunternehmen zu gleichen Bedingungen genutzt werden können und dürfen beispielsweise nicht exklusiv nur denjenigen Eisenbahnverkehrsunternehmen zur Verfügung stehen, die die im Rahmen der aktuellen Ausschreibungen vorgesehenen Verkehrsleistungen im Schienenpersonennahverkehr erbringen sollen.

Um diese Nutzungsmöglichkeit sicherzustellen, müssten für jede Oberleitungsinselanlage durch dessen jeweiligen Betreiber separate Nutzungsbedingungen einschließlich der dort zur Anwendung kommenden Entgelte erstellt werden. Diese müssten sich auch auf den an der jeweiligen Anlage zu entnehmenden Strom beziehen. Operativ fragt sich in diesem Zusammenhang insbesondere, wie der jeweilige Strom erfasst und abgerechnet werden kann, wenn der Betrieb der Anlage nicht durch den Bahnstromnetzbetreiber, sondern durch andere Betreiber erfolgte. Technisch ist nach der Konzeption der derzeitig am Markt verfügbaren BEMU ein Strombezug ausschließlich durch Pantographen und dessen Erfassung durch die fahrzeugseitig verbaute Messeinrichtung für Traktionsstrom vorgesehen. Alternativ müsste ggf. eine gesonderte Erfassung über anlagenseitig installierte Messeinrichtungen vorgesehen werden.

Der Betreiber einer solchen Anlage müsste bei einer Erfassung des über Oberleitungsinselanlagen bezogenen Stroms zunächst in der Lage sein, die in der Messeinrichtung erfassten Daten auszulesen und zu verarbeiten sowie sich hierzu mit dem Bahnstromnetzbetreiber abzustimmen.

Wenn eine solche Erfassung und Verarbeitung der betreffenden Messdaten durch einen anderen Betreiber umgesetzt werden könnte, müssten die an einer Oberleitungsinselanlage bezogenen und durch die fahrzeugseitige Messeinrichtung erfassten Energiemengen in jedem Nutzungsfall prozesstechnisch von den über die sonstigen Bestandsoberleitungen bezogenen und ebenfalls über die betreffende Messeinrichtung erfassten Strommengen abgegrenzt werden. Hierzu müsste dem Bahnstromnetzbetreiber vergleichbar einer Grenzübertrittsmeldung jedes Mal gemeldet werden, dass das betreffende Fahrzeug bei Nutzung der Oberleitungsinselanlage das Versorgungsgebiet des Bahnstromnetzbetreibers verlässt und bei der Nutzung einer Bestandsoberleitungsanlage wieder in das Versorgungsgebiet des Bahnstromnetzbetreibers eintritt.

Offen bliebe insofern zunächst, innerhalb welcher neu zu begründenden Rechtsverhältnisse dies abgewickelt werden könnte und wie sich diese Rechtsverhältnisse innerhalb des eisenbahn- und energiewirtschaftlichen Rechtsrahmens abbilden lassen. Ein gesondertes Rechtsverhältnis müsste sowohl zwischen dem Anlagenbetreiber und den die Anlage diskriminierungsfrei nutzenden Eisenbahnverkehrsunternehmen als auch zwischen dem Anlagenbetreiber und dem Bahnstromnetzbetreiber begründet werden. Dabei wäre vor allem zu klären, welche energiewirtschaftliche Marktrolle der Anlagenbetreiber einnehmen müsste, um die erforderlichen Prozesse in Abgrenzung zum Bahnstromnetzbetreiber darzustellen, und welche weitergehenden Auswirkungen dies insbesondere auf die daran geknüpften Verpflichtungen aus dem energiewirtschaftsrechtlichen Regelungsrahmen hätte. Zudem entstünde in diesem Fall die Frage, inwieweit der Anlagenbetreiber auch die bahnstromspezifischen Lieferantenwechselprozesse umsetzen könnte. Denn ohne diese ließe sich nicht abbilden, dass verschiedene die jeweilige Anlage unter Umständen binnen kurzer Zeit nutzende Eisenbahnverkehrsunternehmen unterschiedlichen Stromlieferanten zugeordnet werden. Mit Blick auf das eisenbahnrechtliche Gebot einer diskriminierungsfreien Nutzbarkeit der Anlage müssten in dieser Hinsicht jedoch alle Zugangsberechtigten gleichbehandelt werden.

Sofern eine Erfassung und Verarbeitung der Messdaten der fahrzeugseitigen Messeinrichtung durch einen anderen Betreiber nicht umgesetzt werden könnte, müsste voraussichtlich eine andere Erfassung der an einer Oberleitungsinselanlage bezogenen Energie vorgesehen werden, beispielsweise durch eine an der Anlage installierte Messeinrichtung. Hierzu müsste gleichermaßen ein separater Abrechnungsprozess für die Nutzung der Anlage sowie die bezogene Energie etabliert werden.

Es verbliebe zugleich das Problem, dass die bei einer Stromentnahme über den Pantographen bezogene und damit auch in der fahrzeugseitigen Messeinrichtung erfasste Energie analog einer Grenzübertrittsmeldung von der übrigen dort erfassten Energie abgegrenzt werden müsste, was eine entsprechende Interaktion zwischen dem jeweiligen Eisenbahnverkehrsunternehmen oder ggf. dem Anlagenbetreiber mit dem Bahnstromnetzbetreiber erforderlich machte.

Es müsste des Weiteren ein gesondertes System zur Identifizierung des die Anlage jeweils nutzenden Eisenbahnverkehrsunternehmens etabliert werden, um die über die anlagenseitige Messeinrichtung ermittelten Verbräuche für die Abrechnung zuzuordnen. Zu denken wäre hier beispielsweise an Transponder, wie sie im Rahmen der Nutzung von Schienentankstellen üblich sind. Allein dies dürfte indessen den Nutzungsvorgang operativ schon deutlich aufwendiger machen, als eine Erfassung der bezogenen Energie über die fahrzeugseitigen Messeinrichtungen.

Zudem könnte nach dem gegenwärtigen Rechtsrahmen voraussichtlich eine freie Lieferantenwahl nicht zugunsten der Eisenbahnverkehrsunternehmen umgesetzt werden. Denn Bezugspunkt für die Belieferung mit Strom wäre nach den Regularien der öffentlichen 50-Hz-Stromversorgung die Anlage, auf die die betreffenden Wechselprozesse über den jeweiligen örtlichen Verteilnetzbetreiber angewendet werden müssten. Eine Anwendung der auf die eisenbahnspezifischen Bedürfnisse zugeschnittenen Netzzugangs- und Lieferantenwechselprozesse, die sich auf die virtuellen Entnahmestellen der Eisenbahnverkehrsunternehmen beziehen, käme hingegen nicht in Betracht. Denn es fehlte an einem hinreichenden Anknüpfungspunkt für deren Übertragbarkeit. Hiervon abgesehen könnten die betreffenden komplexen Prozesse durch die zuständigen örtlichen Verteilnetzbetreiber auch technisch-betrieblich kaum umgesetzt werden.

Autorenangaben

Dr. Stefan el-Barudi
Rechtsabteilung Deutsche Bahn AG
Kartellrechtliche Verfahren und Regulierungsrecht
Pfarrer-Perabo-Platz 2
60326 Frankfurt/Main
Stefan.el-Barudi@deutschebahn.com

Marcus Kliefoth
Leiter Technisches Consulting/ Serviceengineering
DB Energie GmbH
Pfarrer-Perabo-Platz 2
60326 Frankfurt/Main
Marcus.Kliefoth@deutschebahn.com

Dr. Florian Baentsch
Leiter Netzdienste/ Regulierungsmanagement
DB Energie GmbH
Pfarrer-Perabo-Platz 2
60326 Frankfurt/Main
Florian.Baentsch@deutschebahn.com

Journal für Mobilität und Verkehr
ISSN 2628-4154
www.dvwg.de

Alternative Antriebe für Linienbusse vor dem Hintergrund der Novelle der Clean Vehicles Directive der EU – eine ökologisch-ökonomische Gesamtbetrachtung

Ralph Pütz*, Peter Bronnenberg

siehe Autorenangaben

Abstract

Heute besteht aus Gründen der lokalen Emissionsreduzierung kein Handlungsbedarf mehr, denn die modernen, abgasnachbehandelten Euro-VI-Verbrennungsmotoren für Linienbusse weisen ein Nahe-Null-Emissionsniveau auf. Handlungsbedarf besteht somit ausschließlich hinsichtlich der Schonung fossiler Ressourcen und damit einer CO_2-Reduzierung. Jenseits der politisch propagierten Elektromobilität bietet sich dazu eine Vielzahl von zielführenden Optionen in Verbindung mit Verbrennungsmotoren an, die technologieoffen bewertet werden müssen.

Schlagwörter/Keywords:
Linienbusantriebe, Clean Vehicles Directive, Elektromobilität, E-Fuels, E-Gas, ÖPNV

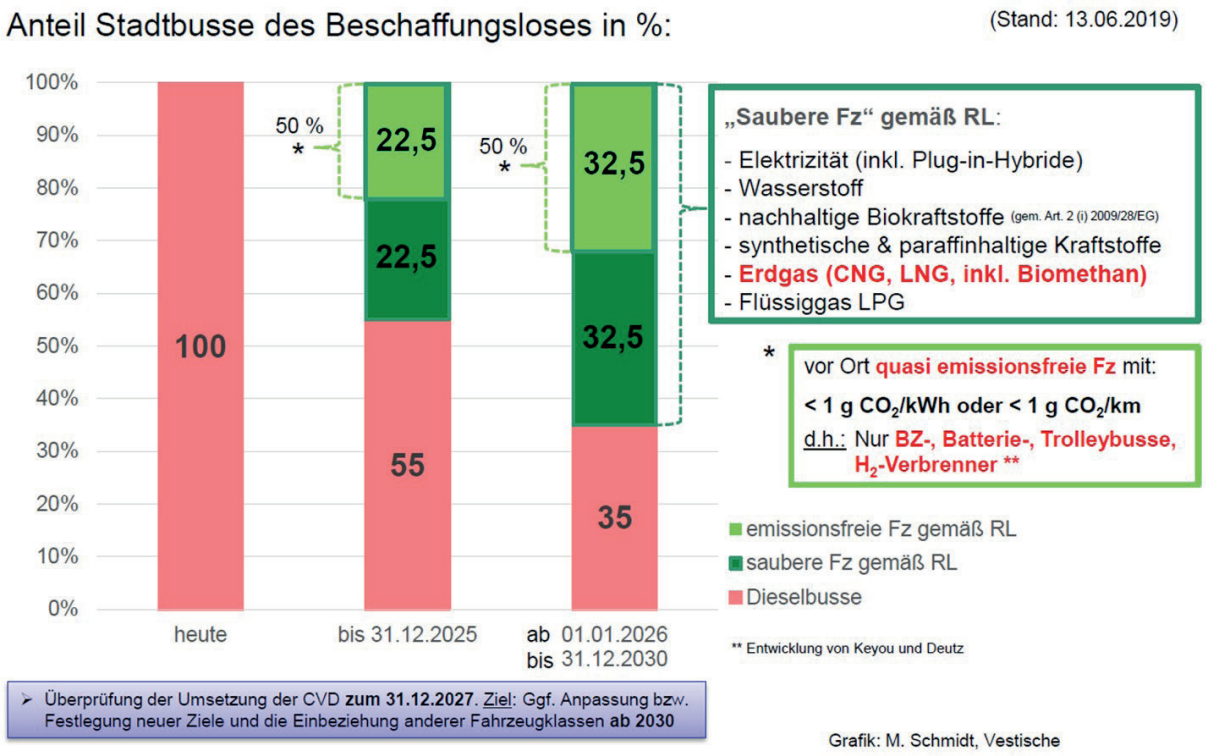
1. Einführung

In allen Bereichen des Straßenverkehrs, vom Pkw über leichte bis hin zu schweren Nutzfahrzeugen, ist ein politisch propagierter Paradigmenwechsel hin zu einer Elektromobilität festzustellen. So gilt für den Linienbusbereich bei der Neubeschaffung „sauberer" Fahrzeuge durch Behörden bzw. Betreiber von Verkehren im Sinne der VO 1370/2007 beim Kauf, Leasing, Mietkauf und Anmietung von Kraftomnibussen und Taxis die EU-Richtlinie 2009/33/EG, die als „Clean Vehicles Directive" oder „EU-Beschaffungsrichtlinie" bekannt ist. Ende April 2019 wurde eine Novelle dieser Richtlinie vom Europäischen Parlament und am 13.6.2019 vom Rat der EU verabschiedet. Nach Inkrafttreten der Richtlinie, die national bis spätestens Mitte des Jahres 2021 umgesetzt werden muss, sollen bis 2026 45 Prozent der Beschaffungen aus „sauberen Fahrzeugen" bestehen, davon die Hälfte aus „emissionsfreien Fahrzeugen", bis 2030 sollen dann sogar 65 Prozent der Beschaffungen aus „sauberen Fahrzeugen" bestehen. Unter „emissionsfreien Fahrzeugen" sind in der Richtlinie nur Fahrzeuge ohne lokale Emissionen und ohne *direkte* Emissionen von CO_2 definiert *(vgl. Abbildung 1)*. Ziel dieser Richtlinie ist es also explizit, dass alle Erbringer von Linienverkehren konsequent und sukzessive auf Batteriebusse (Opportunity-Charger/ Gelegenheitslader und Overnight-Charger/ Nachtlader) oder Brennstoffzellen-(Hybrid) Busse umstellen, denn nur diese sind *„am Auspuff"* wie von der Richtlinie gefordert „emissionsfrei". Diese ausschließliche, isolierte Fokussierung auf den Fahrbetrieb und damit die völlige Ausblendung der anderen Phasen des Lebenszyklus – wie Fahrzeugproduktion und Kraftstoffbereitstellung – kann zu völlig falschen Schlüssen führen, da in allen diesen Subsystemen Energie verbraucht wird und Emissionen entstehen. So kann z.B. eine „Nullemission" der Elektromobilität im Einsatz vor Ort durch ggf. höhere Emissionen in der Kraftstoffbereitstellung und Fahrzeugproduktion zu signifikanten ökologischen Nachteilen führen. Dadurch werden also mit der Novelle der Clean Vehicles Directive durch die EU für den Linienbusbereich völlig falsche ökologische Maßstäbe angesetzt, die die angestrebte Dekarbonisierung als politisches Ziel keinesfalls belastbar widerspiegeln.

Oft wird auch ignoriert, dass in der Regel die Elektromobilität für jedes Verkehrsunternehmen und seine Randbedingungen ein individuelles System darstellt, bei dem Fahrzeug- und Antriebstechnik, Batterietyp, Energiezuführungsart/ Ladetechnik und Betriebsmuster auf die jeweilige Linientopologie exakt abgestimmt sein müssen. Die zugehörigen Analysen für geeignete Positionen der Ladeinfrastruktur in den jeweiligen Bediengebieten und eventuelle weitere Erfordernisse aufgrund z.B. lokal nicht vorhandener Mittelspannungsnetze dürfen nicht vernachlässigt werden. Die Novelle der „EU-Beschaffungsrichtlinie" fordert zwar,

* Korrespondierender Autor.
E-Mail: ralph.puetz@belicon-forschung.de (R. Pütz)

Abbildung 1: Auswirkungen der Quotenvorgaben in der EU Clean Vehicles Directive auf die Neubeschaffung von Linienbussen



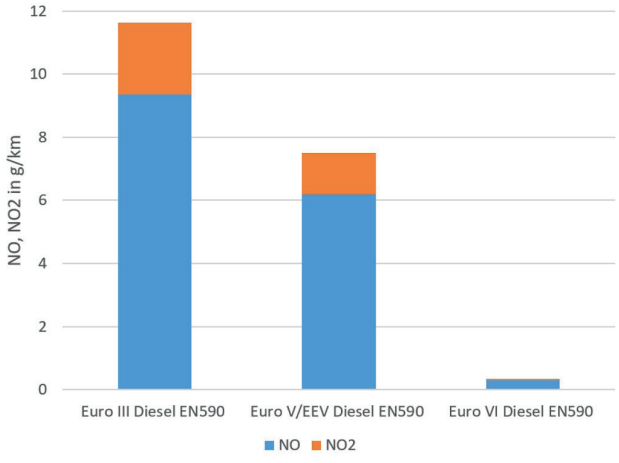
Quelle: Martin Schmidt, Herten

dass den Auftragnehmern (Verkehrsunternehmen) von den Mitgliedsstaaten ausreichende finanzielle Mittel zur Kompensation der Mehrkosten der alternativen Antriebe zur Verfügung gestellt werden müssen, jedoch sieht die „EU-Beschaffungsrichtlinie“ hier nur die Fahrzeuge, aber nicht die Infrastruktur, ihre Implikationen und damit Kosten.

Linienbusse, die im Stadtverkehr aufgrund fest vorgegebener, reproduzierbarer Linien das Potenzial eines reduzierten Aufwands für die erforderliche Energiezuführungs-Infrastruktur aufweisen, scheinen – neben Verteilerfahrzeugen – für die Einführung der Elektromobilität prädestiniert. Die Entwicklung von Elektrobussen – mit der Ausnahme des (partiell) oberleitungsgebundenen Trolley-(Hybrid-) Busses – steht jedoch noch am Anfang. Andererseits haben etablierte, konventionelle Antriebe für Linienbusse – Diesel- und Erdgasantriebe – bereits einen derart hohen Reifegrad erreicht, der bei allen Herstellern ein lokales Nahe-Null-Emissionsniveau bei vertretbarer Wirtschaftlichkeit ermöglicht *(vgl. Abbildung 2)*. Dabei weisen einige Vertreter der Euro-VI-Population bei den emittierten kritischen Komponenten Partikel (PM, Particulate Matter; PN, Particulate Number) und Stickoxide (NO_X; NO und NO_2) je nach Umgebungsbedingungen sogar eine geringere Konzentration auf als in der angesaugten Umgebungsluft. Folglich besteht hinsichtlich der Partikel- sowie Stickoxidimmissionen – und hier insbesondere bezüglich des Reizgases NO_2 – für Linienbusse mit Verbrennungsmotor ab der Grenzwertstufe Euro VI bereits kein akuter Handlungsbedarf mehr, auch wenn in der breiten Öffentlichkeit vielfach hier medienwirksam ein anderes Bild gezeichnet wird.

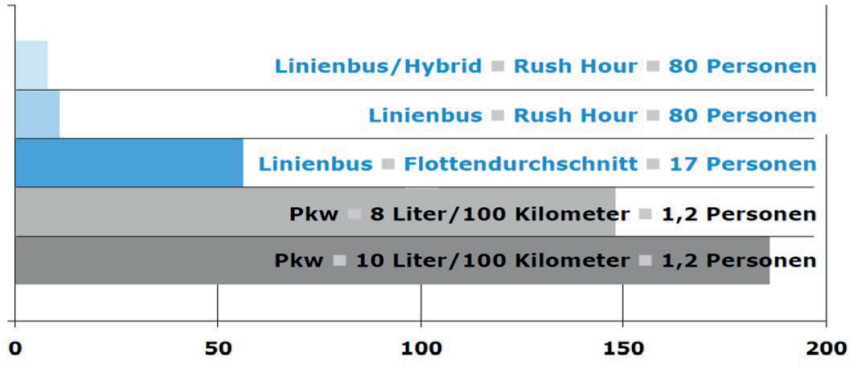
In Bezug auf die weitere Reduzierung der globalen Emissionen stellen technologische Maßnahmen im ÖPNV mit Linienbussen lediglich einen Aspekt dar – die viel größere Hebelwirkung würde durch eine forcierte Verlagerung des Verkehrs auf öffentliche Verkehrsträger erreicht *(vgl. Abbildung 3)*. Eine „Verkehrswende“ wäre folglich unmittelbar

Abbildung 2: Stickoxidemissionen von Solo-Linienbussen unterschiedlicher Grenzwertstufen auf der Landshuter Linie 3



Quelle: BELICON/R. Pütz

Abbildung 3: Vergleich der globalen Emissionen von Pkw und Solo-Linienbussen im Stadtverkehr in Abhängigkeit des Besetzungsgrades (CO_2-Äquivalent in g/km/Fahrgast)



Quelle: VDV/R. Pütz

umsetzbar – auch mit hochsignifikanten Vorteilen beim Flächenverbrauch, jedoch wird politisch auf die viel langsamer umsetzbare „Antriebswende" fokussiert.

Aktuell herrscht angesichts der Novelle der EU-Beschaffungsrichtlinie in vielen deutschen Verkehrsunternehmen große Verunsicherung, welche Antriebstechnologie kurz- und mittelfristig für die Linienbus-Fahrzeugneubeschaffung aus ökologisch-ökonomischen Erwägungen das Optimum bietet oder überhaupt noch in Frage kommt. Jede Verbesserung der lokalen und globalen Emissionen sowie hinsichtlich der Ressourcenschonung muss im liberalisierten Verkehrsmarkt jedoch auch wirtschaftlich umsetzbar sein. Deshalb soll nachfolgend auf der Basis der Randbedingungen eines mittleren ÖPNV-Verkehrsunternehmens, das sowohl Stadt- als auch Vorort- bzw. Überlandverkehr betreibt, ein Vergleich der etablierten, konventionellen verbrennungsmotorischen Antriebe für Linienbusse mit den alternativen Antriebstechnologien des Spektrums Elektromobilität erfolgen und auch ein Ausblick auf die weitere, mittelfristige Entwicklung gewagt werden. Das zugrunde gelegte, beispielhafte Unternehmen betreibt rund 200 Linienbusse mit einer mittleren Zyklusgeschwindigkeit von ca. 22 km/h mit den Extrema 18 km/h auf Linien des Stadtverkehrs und bis hin zu 34 km/h im Regionalverkehr. Die mittlere jährliche Fahrstrecke je Bus beträgt rund 50.000 km.

Für eine umfassende ökologische und ökonomische Bewertung von Fahrzeugflotten müssen alle Stationen des Lebenszyklus von Linienbusverkehrssystemen wie

- Fahrzeugproduktion (und ggf. Verwertung und Entsorgung),
- Kraftstoffbereitstellung (Well-to-Tank; WTT),
- Fahrbetrieb (Tank-to-Wheel; TTW) und
- Instandhaltung

in die Analyse einbezogen werden, da wie erwähnt *die isolierte Betrachtung nur des eigentlichen Fahrbetriebs – wie in der Clean Vehicles Directive – zu völlig falschen Schlüssen führen* kann. Erst auf diese Weise können im engen Kontext einer „ganzheitlichen" ökologischen Integrität zielführende Lösungsansätze für Linienbusverkehrssysteme mit sowohl geringen lokalen als auch globalen Emissionen bei hoher Energieeffizienz und reduzierten Geräuschen systembezogen identifiziert werden. Bei der Analyse der Emissionen stehen als *lokal* wirksame Hauptkriterien die Partikel- und Stickoxid-Emissionen und als *global* wirksame Hauptkriterien die CO_2-Emissionen bzw. das CO_2-Äquivalent im Vordergrund, deren Wirkungen über die Bestimmung der externen Kosten als *ökologisches Profil* einer Antriebstechnik zusammengefasst werden können. Bei der ökonomischen Analyse erfolgt die Fokussierung auf die „Fahrzeugkosten", die aus Kapitaldienst, Kraftstoff/Energiekosten und Instandhaltungskosten gebildet werden, ergänzt durch die Kosten für die Energiezuführungsinfrastruktur.

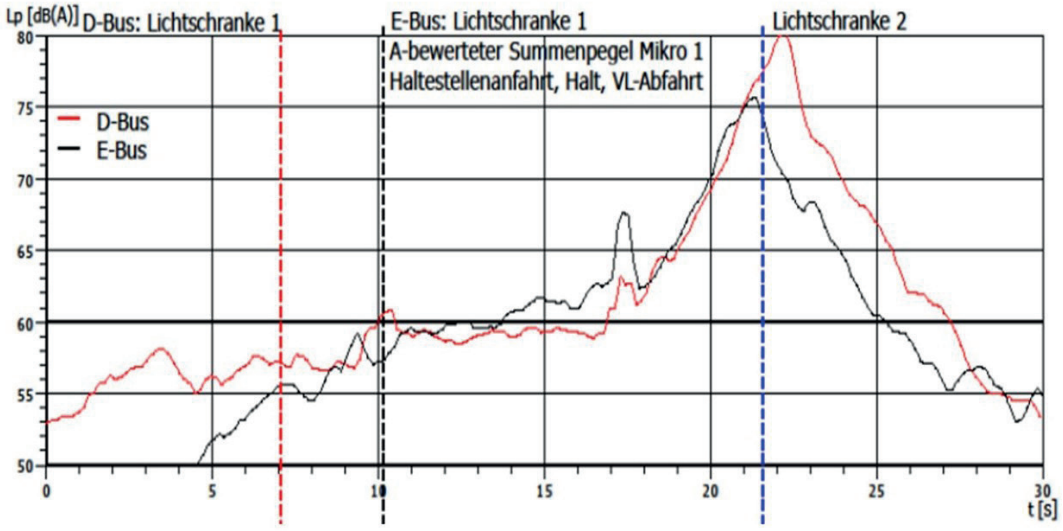
Linienbusse mit konventionellem, verbrennungsmotorischem Antrieb machen heute immer noch rund 98 Prozent der deutschen Linienbusflotte aus und können unter bestimmten Voraussetzungen als „saubere Fahrzeuge" noch mit bestimmten Quoten beschafft werden. Gemäß der „EU-Beschaffungsrichtlinie" sind dabei zukünftig nur noch Linienbusse mit den etablierten, lokal hoch sauberen Dieselmotor dann zulässig, wenn dieser mit nachhaltigen Biokraftstoffen oder synthetischen Kraftstoffen (xtL-Kraftstoffen) betrieben wird. So wären also neben den aus regenerativem Strom erzeugten „E-Fuels" (erneuerbare Flüssigkraftstoffe aus Strom; Power-to-Liquids) auch GtL (Gas-to-Liquids; aus Erdgas) und sogar CtL (Coal-to-Liquids; aus Kohle) zulässig, letzteres völlig ungeachtet seiner hohen CO_2-Intensität und damit signifikanten Verschlechterung der CO_2-Bilanz gegenüber fossilem Dieselkraftstoff. Ferner sind Gasmotoren mit Erdgas (CNG, LNG oder regenerativ erzeugtem Biogas) sowie Flüssiggas (LPG; Liquefied Petroleumgas) als „saubere Fahrzeuge" zulässig. Dabei ist eine Mild-Hybridisierung durch Einsatz von sogenannten Rekuperationsmodulen mit 48-V-Bordnetz bereits heute als Serienstandard verfügbar. Ebenso gelten neben den genannten Konzepten mit ausschließlich Verbrennungsmotoren auch alle Plug-in-Hybride als „saubere Fahrzeuge", wobei jedoch zu erwarten ist, dass mittel- bis langfristig die Quoten für „emissionsfreie Fahrzeuge" signifikant ansteigen werden. Dazu zählen neben der

Batterie- und Trolleybus-Elektromobilität die Optionen der Wasserstofftechnik wie Busse mit Brennstoffzellen-(Hybrid-) und Wasserstoff-Ottomotor-Antrieben. Zurzeit ist bei Wasserstoff-Ottomotoren jedoch nur ein Anbieter auf dem deutschen Markt aktiv.

Trotz zahlreicher Pilotprojekte und Praxiserprobungen von Verkehrsunternehmen mit alternativen Antrieben, die in der Regel national von den Ministerien BMVI, BMU und BMWI sowie international durch EU-Förderprojekte (z.B. ZeEUS, Zero Emission Electric Urban Bus System und ELIPTIC, Electrification of Public Transport in Cities) finanziert und medienwirksam präsentiert werden, ist der prozentuelle Anteil an alternativen Antrieben in der deutschen Linienbusflotte noch vernachlässigbar gering (Anteil kleiner zwei Prozent der Linienbusflotte). Dabei wird mittelfristig auch nach Bewertung der Nationalen Plattform Elektromobilität (NPE) und der „Batterie-Roadmap 2050“ weiterhin die Li-Ionentechnik der 2. und 3. Generation eingesetzt werden. Erst die Post-Li-Ionen-Technologie, deren Einführung nach 2030/2035 erwartet wird, dürfte zu signifikanten Effizienzsteigerungen führen. Aktuell wird bei Li-Ionen-Batterien die schnellladefähige, aber reichweitenlimitierte NMC-(Nickel-Mangan-Kobalt) Technologie für Opportunity-Charger favorisiert, während für Overnight-Charger die reichweitenoptimierte, aber nur mit Langsamladung betreibbare Festkörperbatterietechnologie LMP (Lithium-Metall-Polymer) als zielführend angesehen wird. Ob sich langfristig die „Post-Li-Ionen-Technologie“ Li-S, Li-Luft etc. durchsetzen wird, ist heute nicht absehbar.

Auch wenn heute der Einsatz alternativer Antriebstechnologien im deutschen ÖPNV, insbesondere von Batterie- und Brennstoffzellenbussen, noch sehr begrenzt ist, wird durch die „EU-Beschaffungsrichtlinie“ und mit der Annäherung an eine betriebliche Serienreife dieser Technologien deren Einsatz zukünftig weiter forciert werden. Kleinere und mittlere Verkehrsunternehmen unterhalb einer Flottengröße von 200 Bussen dürften von einem sehr breiten Einsatz angesichts der heute noch i.d.R. signifikant reduzierten Verfügbarkeiten des Gesamtsystems (inklusive der Energiezuführungs-Infrastruktur) überfordert sein, da mit Ausnahme der Unternehmen mit Straßenbahnen auch die Personal-Qualifikationsstruktur hier unzureichend ist. In den kleineren und mittleren Unternehmen beschränkt sich der Einsatz alternativer Antriebe sinnvollerweise allenfalls auf Einzelfahrzeuge oder Kleinstflotten, um Erfahrungen mit der Elektromobilität zu sammeln. Daher wäre eine nationale Umsetzung der Clean Vehicles Directive mit der Maßgabe, dass die vorgegebenen Quoten nicht für alle Verkehrsbetriebe bis hinunter zum Kleinstbetrieb gelten, sondern ausschließlich auf die großen Verkehrsunternehmen entfallen, die dann die nationalen Quoten für die Branche erfüllen, absolut zielführend. Ein wichtiger umweltrelevanter Vorteil aller Elektrobuskonzepte und insbesondere in den vom Verkehr hoch belasteten Metropolen sind die im Vergleich zu verbrennungsmotorischen Antrieben reduzierten Geräuschemissionen. Praxismessungen des Instituts BELICON belegen, dass beim Verlassen der Haltestelle Elektrobusse um rund 5 dB(A) reduzierte Schalldruckpegel gegenüber Dieselbussen aufweisen *(vgl. Abbildung 4)*. Für eine quantifizierte Beurteilung der Umweltwirkungen aufgrund der Schallemissionen fehlt bislang allerdings eine gesetzliche Grundlage anhand z.B. externer Kosten wie bei Schadstoffemissionen (siehe EU-Beschaffungsrichtlinie 2009/33/EG). Dazu müssten jedoch nicht alleine die Schalldruckpegel, sondern diese auch mit Bezug auf die jeweiligen Frequenzen, begutachtet werden. Deshalb unterbleibt nachfolgend eine Bewertung der Geräuschemissionen.

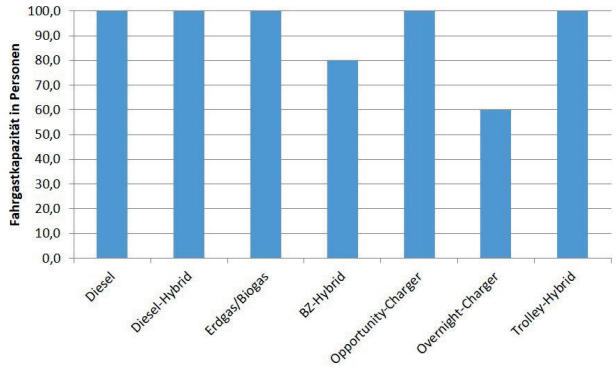
Abbildung 4: Außengeräusch bei Haltestellenanfahrt (A-bewerteter Summenpegel): Vorteile für E-Busse



Quelle: BELICON/R. Pütz

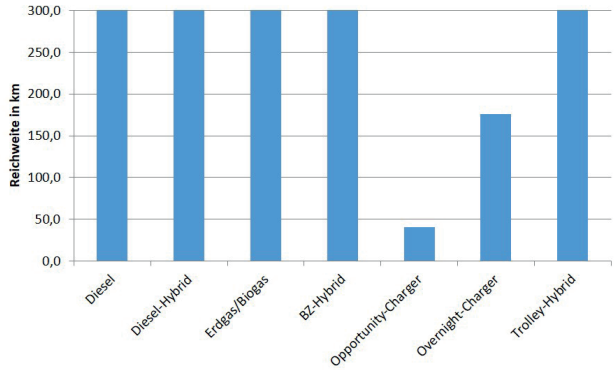
Neben den ökonomischen Parametern auf der Basis der Fahrzeugkosten (Kapitaldienst, Kraftstoff- und Instandhaltungskosten) sowie Infrastrukturkosten wird die Wirtschaftlichkeit auch durch betriebliche Parameter beeinflusst. So weisen z.B. Overnight-Charger-Batteriebusse, die im Solobus Batteriekapazitäten von über 300 kWh besitzen, aufgrund der großen Batteriegewichte geringere Fahrgastkapazitäten als konventionelle Busse mit Verbrennungsmotor auf. Dies bedeutet, dass zum Ersatz eines konventionellen Busses in der Morgenspitze zwei Batteriebusse eingesetzt werden müssten *(vgl. Abbildung 5)*. Des Weiteren wird im Winter und Sommer, wenn forciert Heizenergie bzw. Energie zum Betrieb der Klimaanlage aus der limitierten Energiekapazität der Batterie geliefert werden muss, die geforderte Tagesfahrstrecke von mehr als 300 km nicht erreicht, so dass aufgrund langer Ladezeiten auch hier zwei Batteriebusse einen konventionellen Bus ersetzen müssen *(vgl. Abbildung 6)*. Die Kombination dieser Einflüsse, z.B. Morgenspitze im Winter, verstärkt die Problematik weiter signifikant. Die anderen Optionen des Spektrums Elektromobilität weisen derart ausgeprägte Einschränkungen in der Fahrgastkapazität und in den Ladezeiten (Energiezuführung) nicht auf. Beim Opportunity-Charger können sich jedoch bei Ausfall einer der Ladestationen Beeinträchtigungen des gesamten Betriebsablaufs ergeben. Dies gilt auch bei Verspätungen und Zugriff mehrerer Linien auf eine Ladestation.

Abbildung 5: Fahrgastkapazität von Solo-Linienbussen nach Antriebssystem



Quelle: BELICON/R. Pütz

Abbildung 6: Reichweite von Solo-Linienbussen nach Antriebssystem (gefordert: >300 km pro Tag)



Quelle: BELICON/R. Pütz

2. Ökologische Analyse – „heute“ und „mittelfristig“

Die *ökologische Gesamtbewertung* erfolgt hier gemäß der „EU-Beschaffungsrichtlinie“ anhand der Summierung der externen Kosten aus den lokalen und globalen Emissionen aller Subsysteme (Kraftstoffvorkette, Fahrzeugproduktion, Fahrbetrieb) und charakterisiert somit in der Summe die Umweltrelevanz der untersuchten Antriebsvarianten zum jeweiligen Stand der Technik auf den Zeithorizonten „heute“ und „mittelfristig“ (in zehn Jahren). Die Analyse bezieht sich exemplarisch auf Solobusse.

Die Bereitstellung von EN590-Dieselkraftstoff (als Referenz) erfolgt dabei auf Basis eines Mixes aus konventionellem Rohöl (heute dominierend), unkonventionellem Rohöl sowie aus Kohle (Coal-to-Liquid) und Erdgas (Gas-to-Liquid). Zukünftig wird die Bereitstellung von Dieselkraftstoff aus Ölsanden und Ölschiefer eine größere Bedeutung erlangen. Dies ist nachfolgend im Mix für den Zeithorizont „mittelfristig“ berücksichtigt. Als Pfad für GtL dienen Daten von Shell und Oryx. Die Bereitstellung von Erdgas erfolgt auf Basis eines Mixes aus unterschiedlichen Herkunftsländern. Dabei weist die Erdgasbereitstellung aus Russland und Katar die höchsten Treibhausgasemissionen auf, jene aus den Niederlanden, Norwegen, Großbritannien und Deutschland hingegen vergleichsweise geringe. Die Emission von globalen und lokalen Emissionen für die Bereitstellung von Erdgas für Deutschland auf dem Zeithorizont „mittelfristig“ basieren nachfolgend auf dem aktuellen EU-Mix sowie der Annahme, dass in zehn Jahren ein Anteil von rund 11 Prozent an Erdgas aus noch größerer Transportentfernung von den Erdgasfeldern (7.000 km) und 5 Prozent an Biogas mit einer 90,42-prozentigen CO_2-Reduzierung (auf der Basis der Angaben der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung, 2017) enthalten sind. Je nach Genese verändern sich die Stickoxidemissionen des Bereitstellungspfades für Biogas gegenüber fossilem Erdgas in einer enormen Bandbreite, so dass nachfolgend Worst Case-Werte Anwendung finden. Diesen steht die genannte, hochsignifikante CO_2-Reduzierung von 90,42 Prozent durch Biogas aus Abfällen entgegen.

Für die Bereitstellung von komprimiertem Wasserstoff (Compressed Gaseous H_2, CGH_2) wird ein Mix aus Erdgasdampfreformierung (heute dominierend) und Elektrolyse mit erneuerbarem Strom angesetzt. In beiden Fällen wird vorausgesetzt, dass der Wasserstoff vor Ort an der Tankstelle produziert wird, da eine zentrale, großtechnische Elektrolyse-Infrastruktur nicht vorhanden ist und eine immense Investition erforderte, die nur die Bundespolitik durch strategische Entscheidung mit nachfolgender massiver Förderung initiieren kann, was heute aber noch nicht absehbar ist. Für den Zeithorizont „mittelfristig“ wird eine Wasserstoffherkunft zu 50 Prozent aus erneuerbarem Strom angesetzt. Für die Zusammensetzung des deutschen Strom-Mixes in zehn Jahren wird für Deutschland ein Stromverbrauch aus Solar- und Windenergie von rund 50 Prozent angesetzt. Laut dem Pariser Klimaschutzabkommen wurde von der EU über

alle Sektoren insgesamt eine CO_2-Reduzierung um 28 Prozent bis 2021 zugesagt. Zum Vergleich war in Deutschland bis zum Jahr 2015 eine Reduzierung um 27 Prozent zu verzeichnen, was weit unter der Zielsetzung lag. Die CO_2-Emissionen des Verkehrssektors will Deutschland im Vergleich zum Jahr 1990 bis zum Jahr 2030 um 42 Prozent senken – bis zum Jahr 2050 gar um 80 bis 95 Prozent. Die Erreichbarkeit dieses Ziels ist angesichts der Unwägbarkeiten eines gleichzeitigen Atom- und Kohleausstiegs mit ungewissen Importquoten an regenerativem Strom indes sehr fraglich.

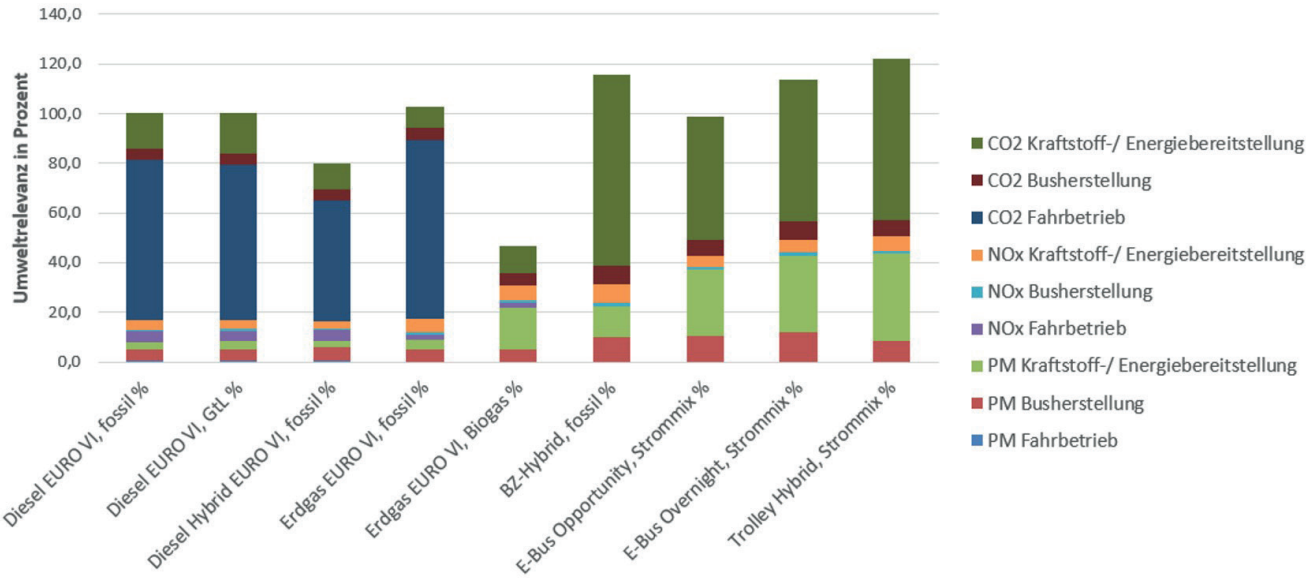
Zur Bestimmung der Umweltwirkungen der Busherstellung werden eventuelle Migrationen hin zu „Purpose-Design"-Elektrofahrzeugen, die der Autor durchaus als zielführend erachtet, aufgrund von fehlenden Indizien in diese Richtung aus der Industrie nicht berücksichtigt. Hierfür wäre eine grundlegende Änderung der Fertigungsstrukturen erforderlich. Bei der ökonomischen Betrachtung wird davon ausgegangen, dass die essentiellen Rohstoffe Lithium und Kobalt für ein schnelles, weltweites Wachstum der Elektromobilität ausreichend vorhanden sind. Temporäre Engpässe an Lithium und Kobalt bleiben wegen der in der Literatur sehr heterogenen Bewertungen hier unberücksichtigt.

Das Datengut für die Emissionen im realen Fahrbetrieb auf den Linien basiert nachfolgend auf den umfangreichen PEMS-Messungen (Portable Emission Measurements) des Instituts BELICON an Solobussen für unterschiedliche Linientopologien unter Einbeziehung des Energieverbrauchs für Heizung/Klimatisierung. Bei der Erdgasbus-Variante wurde aufgrund heterogener Verbrauchswerte der aktuelle Benchmarksetter angesetzt. Oftmals wird für die Versionen der Elektromobilität lediglich der Energieverbrauch für die Traktion genannt, der bei Solobussen für SORT-2-Charakteristik in der Ebene bei etwa 1,0 kWh/km liegt. Der Heizenergiebedarf wird dabei i.d.R. unzulässigerweise vernachlässigt. Die für die Batteriebusoptionen zugrunde gelegten Verbrauchswerte beruhen auf Praxismessungen des Instituts BELICON zu allen Jahreszeiten und sind als Mittelwerte berücksichtigt worden. Für den Zeithorizont „mittelfristig" wurde für die verbrennungsmotorischen Antriebe (Diesel- und Erdgasmotoren) eine Mild-Hybridisierung als Serienstand mit einer durchschnittlichen weiteren Verbrauchsreduzierung um 10 Prozent angenommen, während für die alternativen Antriebe des Spektrums Elektromobilität bereits für den Zeithorizont „heute" nach den Erfahrungen des Instituts BELICON eine mittlere Rekuperationsrate von 25 Prozent über das gesamte Einsatzjahr unterstellt wurde.

Die ökologische *Gesamtbewertung* für den Zeithorizont „heute" weist aus, dass für eine umfassende Nachhaltigkeit – unter Berücksichtigung lokaler und globaler Emissionen sowie des Energieverbrauchs – bei den verglichenen Varianten heute keine nennenswerten Verbesserungen durch die in der Clean Vehicles Directive als „emissionsfrei" definierten Antriebsvarianten des Spektrums Elektromobilität gegenüber dem nicht mehr als „sauber" deklarierten Dieselantrieb erreicht werden *(vgl. Abbildung 7)*. Auch die in der Beschaffungsrichtlinie als „sauber" definierten Optionen des Dieselantriebs in Verbindung mit GtL und des Erdgasantriebs mit fossilem Erdgas bilden keine ökologischen Verbesserungen gegenüber dem Euro-VI-Dieselantrieb mit konventionellem EN590-Dieselkraftstoff.

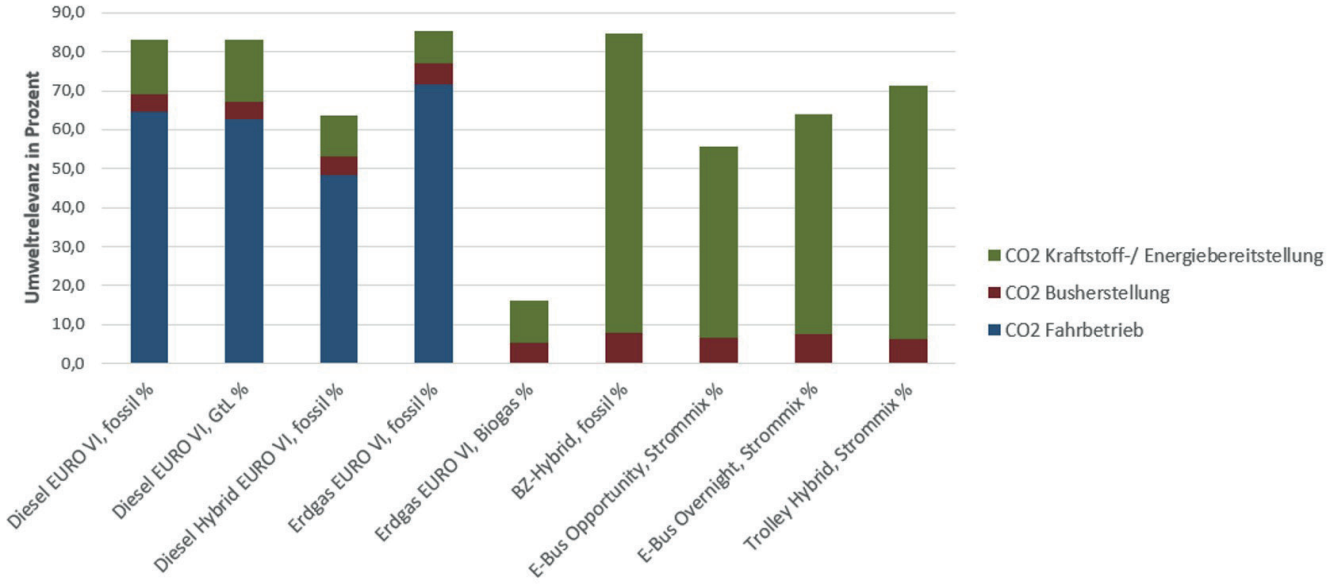
Zeitnah ökologische Verbesserungen böten indes der Einsatz von Full-Hybrid-Dieselbussen (laut Beschaffungsrichtlinie aber nur in Form von Plug-in-Hybriden „sauber") sowie die Verwendung von Biogas. Der Autor merkt aufgrund der

Abbildung 7: Systembezogene Umweltrelevanz „heute" anhand externer Kosten gemäß 2009/33/EG für Solobusse unter mittleren ÖPNV-Randbedingungen im gesamten Lebenszyklus (12 Jahre)



Quelle: BELICON/R. Pütz

Abbildung 8: Systembezogene globale Umweltrelevanz „heute“ anhand externer Kosten gemäß 2009/33/EG für Solobusse unter mittleren ÖPNV-Randbedingungen im gesamten Lebenszyklus (12 Jahre)



Quelle: BELICON/R. Pütz

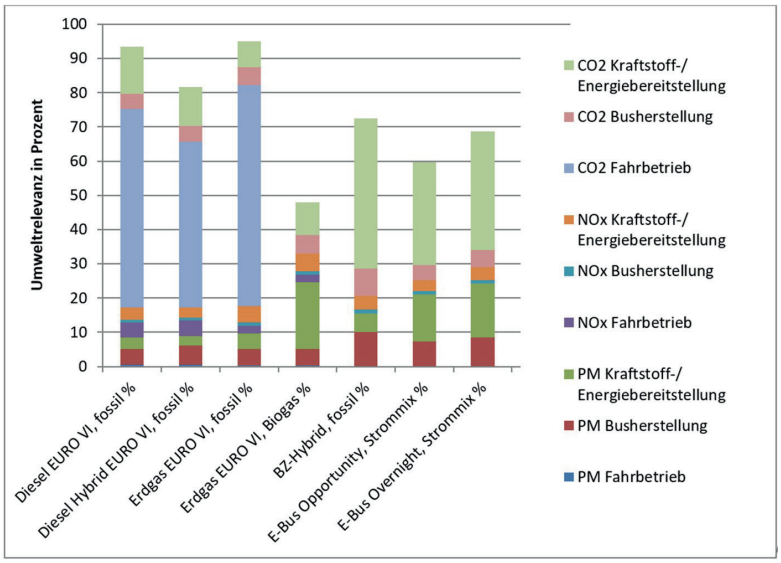
Messergebnisse seines Instituts BELICON jedoch an, dass die Energieeinsparungen bei Hybridbussen eine enorme Schwankungsbreite über alle Hersteller von 5 bis 31 Prozent aufweisen. Beim heute bereits möglichen Einsatz von 100 Prozent Biogas (CO_2-Minderungspotenzial >90 Prozent) wäre die Erdgastechnik in Verbindung mit Euro-VI-CNG-Antrieben heute die sauberste verfügbare Antriebstechnik, gilt aber trotz der für deutsche Verhältnisse signifikanten ökologischen Verbesserungen gegenüber den „emissionsfreien“ Optionen der Elektromobilität nicht als „emissionsfrei“. Die in Abbildung 7 dargestellten Ergebnisse sollten die politischen Entscheider in Deutschland bei der Umsetzung der Clean Vehicles Directive überzeugen, dass heute komplett mit Biogas aus Abfällen betriebene ÖPNV-Erdgasbusflotten wie in Augsburg, Gießen und Oldenburg, die zu den saubersten Busflotten Deutschlands zählen, langfristig bei der Option Biogas bleiben dürfen, ohne parallel eine weitere Technologie nebst Infrastruktur zwangsweise einführen zu müssen. Zwei unterschiedliche Antriebstechnologien sind für einen Verkehrsbetrieb parallel kaum tragbar.

Weitere Optionen wie der Einsatz biogener synthetischer Dieselkraftstoffe (BtL) oder aus ausschließlich regenerativem Strom über den Zwischenschritt Wasserelektrolyse hergestellte E-Fuels (Power-to-Liquids; PtL) und E-Gase (Power-to-Gases; PtG) böten weiteres ökologisches Potenzial, das künftig aktiv erschlossen werden sollte und muss. Während biogene Kraftstoffe der 2. und 3. Generation für die Dieseltechnik aktuell (und wohl auch mittelfristig) nur in geringen Mengen verfügbar sind, könnten PtL und PtG langfristig eine Marktrelevanz erreichen. Vorteilhaft wäre hier, dass die bestehenden Energie-Verteilungs- und Betankungsinfrastrukturen beibehalten werden können.

Die ökologische Bewertung ausschließlich der *global wirksamen Emissionen* für den Zeithorizont heute zeigt eine Dominanz der globalen Emissionen mit bis zu über 80 Prozent am gesamten ökologischen Profil (externe Kosten). Bezogen auf die globalen Emissionen wären heute bereits Verbesserungen durch die alternativen Antriebsvarianten der Elektromobilität gegenüber den konventionellen verbrennungsmotorischen Antrieben erreichbar, jedoch nicht unbedingt gegenüber dem Diesel-Hybridbus. Die konkurrenzlos CO_2-günstigste Option ist der Einsatz von Biogas im CNG-Euro-VI-Antrieb *(vgl. Abbildung 8)*.

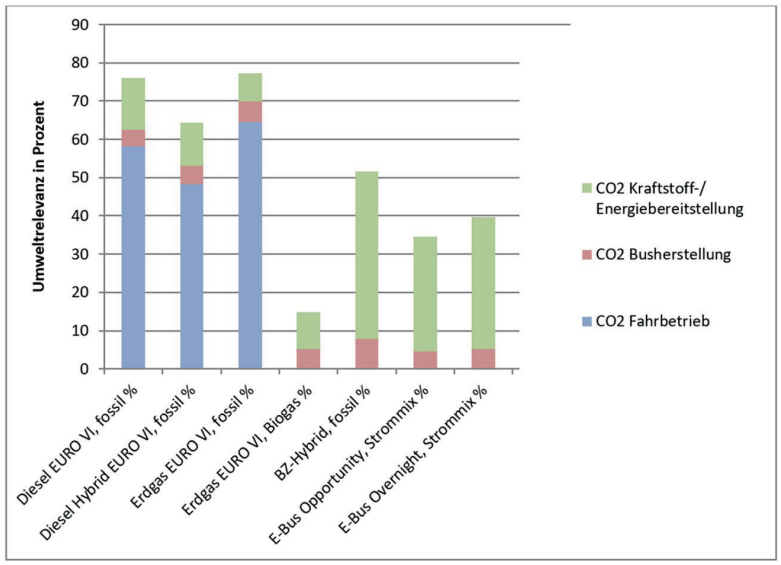
Die *ökologische Gesamtbewertung* für den Zeithorizont „mittelfristig“ der verglichenen Varianten unter mittleren ÖPNV-Randbedingungen weist aus, dass die Umweltprofile der alternativen Technologien des Spektrums Elektromobilität signifikante Vorteile gegenüber jenen der konventionellen Antriebe erreichen können, wenn sich die hohen, politisch erwarteten Reduktionsziele (z.B. Anteil regenerativer Energien) auch tatsächlich einstellen werden *(vgl. Abbildung 9)*. Die Option GtL wurde aufgrund des vergleichsweise marginalen Einflusses nicht mehr betrachtet. Die ökologische Bewertung ausschließlich der *global wirksamen Emissionen* für den Zeithorizont „mittelfristig“ zeigt hochsignifikante Verbesserungen durch alternative Antriebsvarianten des Spektrums Elektromobilität gegenüber den konventionellen verbrennungsmotorischen Antrieben. Die Erdgastechnik mit Biogas böte bei den globalen Emissionen auch „mittelfristig“ weiterhin die beste ökologische Option *(vgl. Abbildung 10)*.

Abbildung 9: Systembezogene Umweltrelevanz „mittelfristig“ anhand externer Kosten gemäß 2009/33/EG für Solobusse unter mittleren ÖPNV-Randbedingungen im gesamten Lebenszyklus (12 Jahre)



Quelle: BELICON/R. Pütz

Abbildung 10: Systembezogene globale Umweltrelevanz „mittelfristig“ anhand externer Kosten gemäß 2009/33/EG für Solobusse unter mittleren ÖPNV-Randbedingungen im gesamten Lebenszyklus (12 Jahre)



Quelle: BELICON/R. Pütz

3. Ökonomische Analyse – „heute“ und „mittelfristig“

Die ökonomische Analyse der derzeit diskutierten alternativen Antriebskonzepte der Elektromobilität im Vergleich zum Euro-VI-Diesel- als Referenz unter den Randbedingungen eines mittleren ÖPNV-Betriebes erfolgt ebenfalls auf der Fahrzeug-Basis Solobus. Die Kosten je Bus-Kilometer setzen sich dabei zusammen aus:

- Fahrzeug-Kapitaldienst;
- Ersatzinvestitionen (z.B. für einen während der Lebenszeit des Busses notwendigen Batteriewechsel);
- Kraftstoffe bzw. Energie;
- Instandhaltung;
- Infrastruktur-Mehrkosten gegenüber Dieselbetrieb (hier nur exemplarisch darstellbar).

Es wird ein Linienbus in üblicher Vollausstattung als Basis angesetzt. Dabei werden für die Optionen des Spektrums Elektromobilität während der betrieblichen Nutzungsdauer von 12 Jahren eine zweite Batterie bzw. eine zweite Brennstoffzelle angesetzt, da aktuelle Erfahrungen hinsichtlich der Garantien der Elektrobushersteller darauf hindeuten. Für Diesel-Full-Hybride werden heute mittlere Investitionsmehrkosten von 90.000 € angesetzt, für Erdgasbusse 40.000 €. Für einen Opportunity-Charger mit einer 70-kWh-Batterie wird ein Mehrpreis von rund 170.000 €, für einen Over-

night-Charger mit 350-kWh-Batterie ein Mehrpreis von rund 450.000 €, jeweils inklusive zweiter Batterie, angesetzt. Für den Zeithorizont „mittelfristig" werden jedoch erwartungsgemäß *hochsignifikante Investkosten-Senkungen bei allen alternativen Antrieben*, insbesondere des Spektrums Elektromobilität, angesetzt.

Für die Entwicklung der Kraftstoffpreise wurden Abschätzungen gemäß IFEU/BELICON, 2015, der Energiereferenzprognose von 2014 und A. Schulz, Diss. 2015 sowie auf der Basis weiterer wissenschaftlicher Veröffentlichungen und Angaben der Energieunternehmen angesetzt. Demnach ist mittelfristig ein signifikanter Anstieg der Kraftstoffpreise bei allen Energieträgern, mit der Ausnahme von Wasserstoff, zu erwarten. Durch die Entkoppelung von Erdgas- und Dieselpreis und die Erschließung weiterer Erdgasfelder ist der Preisanstieg beim Erdgas geringer. Die *Instandhaltungskosten* sind einerseits von den *Personalkosten*, abhängig von den Personalkennzahlen und den durchschnittlichen Jahresgehalten (hier werden übliche Lohnkosten von rund 50.000 €/a angenommen) sowie den *Materialkosten* abhängig.

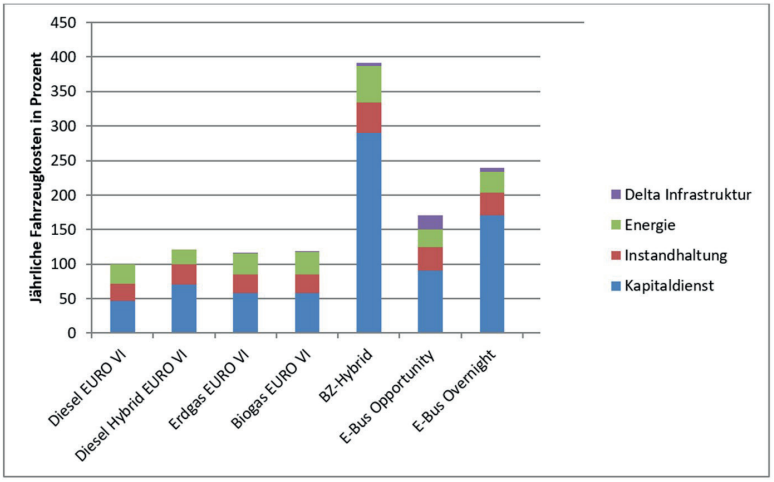
Da fast alle Busverkehrsunternehmen über eine Diesel-Betankungsinfrastruktur auf den Betriebshöfen verfügen, müssen bei einem Wechsel auf eine andere Antriebstechnik noch die Infrastrukturkosten für die Energiezuführung kalkuliert werden. Die Infrastrukturkosten für alternative Antriebe sind neben der Flottengröße jedoch hochsignifikant von den lokalen Gegebenheiten sowie dem Betriebsmuster und dem Liniennetz abhängig („Elektromobilität als System"). Für einen *Schnellladepunkt* beim Opportunity-Charger (GL) werden z.B. Kosten in Höhe von 250.000 € angenommen.

Die *ökonomische Gesamtbewertung* (*inklusive* Infrastruktur) für den Zeithorizont „heute" bei einer Abschreibungsdauer von 9 Jahren ist in *Abbildung 11* dargestellt. Ohne Berücksichtigung der üppigen Anschubfinanzierung des Bundesumweltministeriums für Elektrobusse inklusive deren Infrastruktur lägen die Optionen der Elektromobilität heute noch weit hinter einer Wirtschaftlichkeit zurück.

Für die ökonomische Bewertung für den Zeithorizont „mittelfristig" wird die prognostizierte Entwicklung der Kraftstoffpreise angenommen, in den Investkosten für die Elektromobilität ebenso die prophezeite, signifikante Kostendegression der Energiespeicher, jedoch weiterhin noch eine Ersatzbatterie über die 12- (bis 17-)jährige betriebliche Einsatzdauer beim (ersten) Betreiber. Heute ist davon auszugehen, dass die Lebensdauer der Batterien beim durchschnittlichen ÖPNV-Einsatz kaum mehr als ein „halbes Busleben" (Spannbreite etwa 5 bis 7 Jahre) erreicht. Für die Brennstoffzellen (BZ)-Technik ist „mittelfristig" ebenfalls eine signifikante Kostendegression angenommen. Daraus folgt die in *Abbildung 12* dargestellte *ökonomische Gesamtbewertung* für den Zeithorizont „mittelfristig", wobei dann bei den alternativen Konzepten der Elektromobilität (Batterie- und BZ-Technik) auf diesem Zeithorizont eine erreichte betriebliche Serienreife unterstellt wird. Außerdem wird dann die Energiezuführungsinfrastruktur als bereits vorhanden unterstellt.

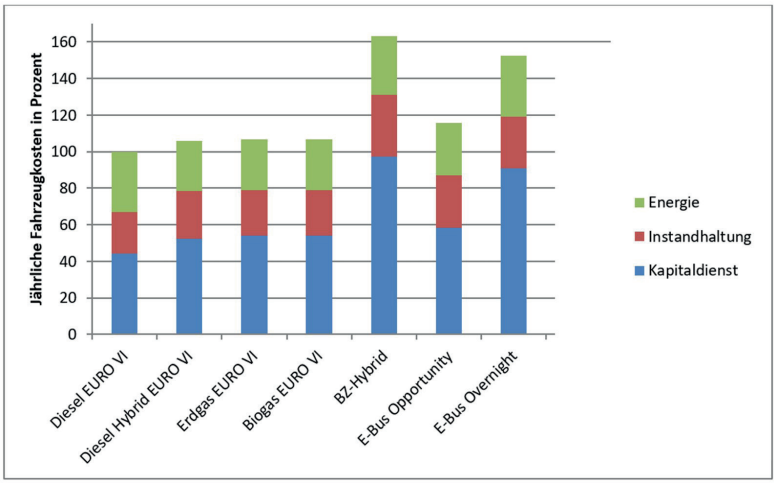
Es ist ersichtlich, dass „mittelfristig" Elektrobusse – insbesondere wegen der anzunehmenden Steigerung der Energiepreise für die fossilen Kraftstoffe Diesel und Erdgas sowie der Reduktion der Batterie- und BZ-Kosten und trotz steigender Strompreise – sich wirtschaftlich an die konventionellen Antriebe immer weiter annähern werden. Die Wirtschaftlichkeit der etablierten, hochsauberen Konzepte mit Verbrennungsmotor wird jedoch auch mittelfristig von den Optionen der Elektromobilität für die Gegebenheiten der meisten ÖPNV-Unternehmen nicht erreicht werden. Weiter über dem Niveau der Diesel- und Diesel-Hybrid-Technik werden auch die Fahrzeugkosten der Erdgas-/ Biogastechnik liegen (+7 Prozent gegenüber dem Dieselantrieb). Mit der mittelfristig noch dominierenden, heutigen Li-Ionen-Batterietechnik wird ein Betrieb von Elektrobussen wie bei Bus-

Abbildung 11: Relativer Kostenvergleich der Antriebstechnologien für Solobusse (Lebenszykluskosten ohne Fahrerkosten) auf dem Zeithorizont „heute" für mittleren ÖPNV – ohne jegliche Förderung, inklusive Infrastruktur



Quelle: BELICON/R. Pütz

Abbildung 12: Relativer Kostenvergleich der Antriebstechnologien für Solobusse (Lebenszykluskosten ohne Fahrerkosten) auf dem Zeithorizont „mittelfristig" für mittleren ÖPNV – ohne Förderung und ohne Infrastruktur



Quelle: BELICON/R. Pütz

sen mit Verbrennungsmotor – also Overnight Charger (GL) – aufgrund der hohen Investitionskosten bereits *ohne Berücksichtigung der Investitionen in die Infrastruktur* nur mit *hochsignifikanten Mehrkosten* von rund 52 Prozent möglich sein. Der Opportunity Charger (GL) wird – ohne Berücksichtigung der Infrastrukturkosten – noch um rund 16 Prozent Mehrkosten gegenüber der Dieseltechnik aufweisen.

Da die Weiterentwicklung der Elektromobilität im Pkw-Bereich als Treiber auch für die Kostendegression der Elektromobilität bei Linienbussen angesehen wird, soll hier die Bewertung FEV Aachen (2017) für den Zeitverlauf bis zum Jahr 2030 zitiert werden. Demnach werden im Jahr 2030 lediglich 20 Prozent der Neuzugänge im Bereich Pkw und leichte Nutzfahrzeuge über *keinen* Verbrennungsmotor verfügen. Batteriefahrzeuge werden dann 19 Prozent und Brennstoffzellenfahrzeuge lediglich 1 Prozent der Fahrzeugneuzugänge ausmachen. Allerdings sollen 91 Prozent der Neuzugänge über einen elektrischen Antriebsstrang verfügen, was die zunehmende Bedeutung der (Plug-in) Hybridisierung belegt. Den mit 51 Prozent größten Anteil an den Neuzugängen werden den Mild-Hybriden zugeschrieben. Trost (2016) entwickelte in seiner Dissertation am Fraunhofer IWES eine Prognose für die Entwicklung des Fahrzeugbestandes je Antriebstechnik im Zeitverlauf. Er prognostiziert für das Jahr 2030 einen Anteil an Batteriefahrzeugen um rund 7 Prozent. Erst nach 2040, mit der erwarteten Einführung der „Post-Li-Ionen-Technik" (Li-Luft, Li-S, Festkörperbatterien etc.) wird die Batterieelektromobilität demnach stärker an Bedeutung gewinnen.

4. Schlussfolgerungen und Ausblick auf den Horizont „langfristig"

Die ganzheitliche ökologische und ökonomische Analyse der zurzeit eingesetzten oder im Test befindlichen alternativen Antriebstechnologien für Linienbusse und deren erwartete Weiterentwicklung zeigt, dass konventionelle „Nahe-Null-Emissions"-Antriebe mit Verbrennungsmotoren für die überschaubare Zukunft, d.h. den Betrachtungshorizont „mittelfristig", für die Bedingungen der meisten ÖPNV-Verkehrsunternehmen weiterhin die erste Wahl für Linienbusse bleiben könnten – eine technologieneutrale Politik vorausgesetzt, die sich in der Clean Vehicles Directive jedoch nicht widerfindet, da feste Quoten die sonst üblichen Wirkvorschriften ersetzen und eine einseitige ökologische Bewertung nur auf den Fahrbetrieb abhebt und die Energiebereitstellung und Fahrzeugproduktion ausblendet. Alternative Antriebe des Spektrums Elektromobilität würden im Vergleich zu den etablierten Verbrennungsmotor-Optionen heute systembezogen die Ökobilanz nicht (bzw. im Fall des Opportunity Chargers nur unwesentlich) verbessern. Erst mittelfristig können die alternativen Optionen der Elektromobilität das ökologische Niveau der etablierten Antriebsoptionen mit Verbrennungsmotor für die Randbedingungen der meisten ÖPNV-Unternehmen unterbieten. Der ideologisch motivierte kontinuierliche Ausschluss der hoch sauberen Verbrennungsmotortechnik ist unter ökologischen Gesichtspunkten nicht gerechtfertigt. Ökonomisch betrachtet liegen alle alternativen Antriebe des Spektrums Elektromobilität heute ohne öffentliche Förderung weitab jenseits eines wirtschaftlichen Einsatzes. Auch mittelfristig werden die Mehrkosten der Optionen des als „emissionsfrei" definierten Spektrums der Elektromobilität noch nicht das Niveau der hochsauberen Verbrennungsmotoroptionen erreicht haben und bei Berücksichtigung der Energiezuführungsinfrastruktur im Abschreibungszeitraum noch signifikante Mehrkosten erfordern. Da die Clean Vehicles Directive eine Kompensation dieser Mehrkosten durch die Mitgliedsstaaten fordert, wird sich der ÖPNV mit Linienbussen im Geltungszeitraum der Richtlinie hochsignifikant verteuern. Die Richtlinie fordert aber auch, dass die Ein-

führung alternativer Antriebe nicht zu einer Erhöhung von Fahrpreisen führen darf und auch Angebotsreduzierungen ausgeschlossen werden müssen. Eingedenk der in Deutschland propagierten „Tarifwende" hin zu einem Gratis-ÖPNV dürften sich erhebliche finanzielle Folgen einstellen. Es ist absehbar, dass *kontinuierlich* umfangreiche Mittel der öffentlichen Hand *über lange Zeit* erforderlich sein werden. Auch aus diesem Grund ist eine politische Umsetzung der Clean Vehicles Directive mit Augenmaß zu betreiben. Dazu ist es unverzichtbar, dass einige – *große* – Verkehrsunternehmen hier eine Führungsverantwortung für die gesamte ÖPNV-Branche wahrnehmen und bei der Umsetzung der Richtlinie kleinere und mittlere Verkehrsunternehmen von den wenig zielführenden Beschaffungsquoten entlasten.

Aufgrund der womöglich rasanten Entwicklung der Elektromobilität müssen Einflüsse evtl. neuer Batterietechnologien, die aus heutiger Sicht zu diesem Zeitpunkt nicht als betrieblich serienreif absehbar sind, zu gegebener Zeit eine Neubewertung erfordern.

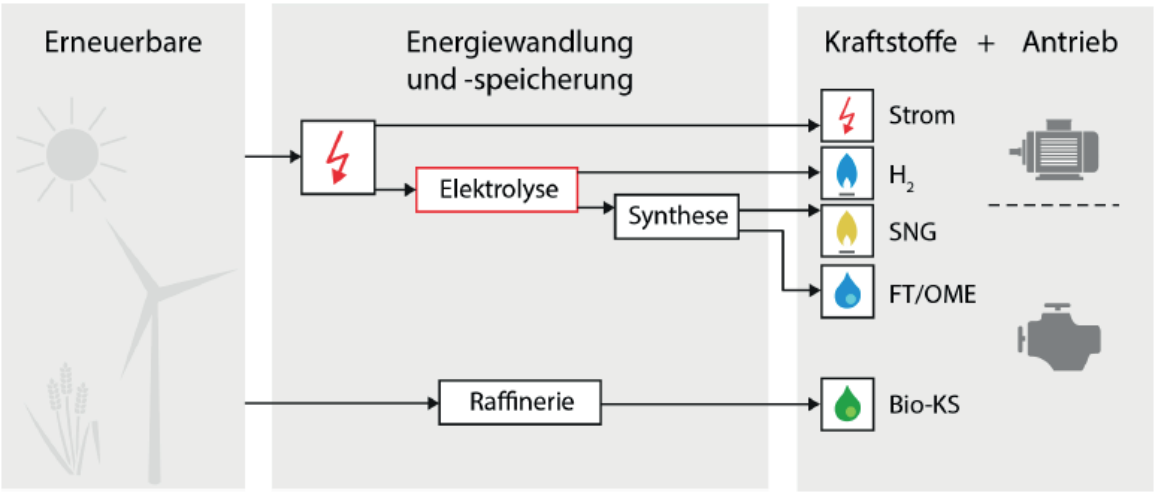
Abschließend empfiehlt der Autor der Politik, zukünftig wieder zu einer *technologieoffenen/technologieneutralen Förderung* auf der Basis von *Wirkvorschriften* zurückzufinden. So besteht heute aus Gründen der lokalen Emissionsreduzierung kein Handlungsbedarf mehr. Handlungsbedarf besteht ausschließlich hinsichtlich der Schonung fossiler Ressourcen und der CO_2-Reduzierung, die beide in engem Zusammenhang stehen. Eine technologieoffene politische Fragestellung müsste vielmehr lauten: Wie bekommt man die regenerativen Energien (Sonne, Wind, Wasser, Biomasse) zum Endantrieb – welcher nicht nur ein Elektromotor, sondern durchaus weiterhin auch ein hoch sauberer Verbrennungsmotor sein kann! Für einen technologieneutralen Ansatz müssen, ausgehend von den regenerativen Primärenergien, die vielfältigen Umwandlungs-, Speicherungs-, Energieverteilungs- und Betankungskonzepte, insbesondere hinsichtlich ihrer Verfügbarkeit beziehungsweise die erforderlichen Investitionen, untersucht werden. Wie bereits vorher erwähnt, ist dabei ein Systemdenken unverzichtbar, welches für jeden Energiepfad die Effizienz, die Ökologie und die Kosten belastbar ermittelt. Somit sind neben der Elektromobilität noch viele andere Pfade höchst aussichtsreich. Insbesondere die Optionen PtL und PtG sind „langfristig" höchst aussichtsreich, da die heute bestehende Energieverteilungs- und Betankungsinfrastruktur für flüssige und gasförmige Kraftstoffe unverändert genutzt werden könnte *(vgl. Abbildung 13)*. Ein zentrales Element stellt jedoch dabei die notwendige Hydrolyse-Infrastruktur dar, die jedoch ein politisches Bekenntnis erfordert. Freilich ist die Energieeffizienz des elektrischen Pfades ungleich höher als jene der flüssigen oder gasförmigen „E-Fuels", jedoch spielt die Energieeffizienz bei unendlich verfügbaren Energieträgern in anderen Weltregionen eine durchaus untergeordnete Rolle, so dass eingedenk der bestehenden Infrastruktur auch E-Fuel-Konzepte aussichtsreich sind, wenn man sich einmal darauf besonnen hat, dass Deutschland weiterhin ein Importland für Energie – d.h. zukünftig auch und vermehrt regenerative – bleiben wird.

Autorenangaben

Prof. Dr. Ralph Pütz
Institutsleiter BELICON – Institut für angewandte Fahrzeugforschung und Abgasanalytik an der Hochschule Landshut
Kirchbergstraße 11, 84092 Bayerbach
ralph.puetz@belicon-forschung.de

Dipl.-Ing. Peter Bronnenberg
Geschäftsführer PaderSprinter GmbH und stellvertretender Vorsitzender des VDV-Ausschusses für Kraftfahrwesen
Barkhauser Straße 6, 33106 Paderborn

Abbildung 13: „Viele Wege führen nach Rom": Technologieoffenheit erfordert eine systembezogene Bewertung aller aussichtsreichen Pfade von regenerativer Energie zum Endantrieb



Quelle: BMWi-AG IV/Sterner

Journal für Mobilität und Verkehr
ISSN 2628-4154
www.dvwg.de

Brennstoffzellensysteme im Straßenverkehr als Antriebskonzept für die Mobilität der Zukunft

Marco Menze*, Markus Schödel, Ole Willers, Jörg Seume

Institut für Turbomaschinen und Fluid-Dynamik, Leibniz Universität Hannover, Appelstraße 9, 30167 Hannover, Deutschland

Abstract

Um die Brennstoffzelle im Kraftfahrzeugsektor als wirtschaftliche Energiequelle weiter zu etablieren, ist es notwendig, die Luftversorgung des Brennstoffzellensystems an die auftretenden Betriebsbedingungen anzupassen. Das Vorhaben ARIEL befasst sich deshalb in interdisziplinärer Zusammenarbeit von mehreren Instituten und Industrieunternehmen mit der Luftversorgungseinheit eines Brennstoffzellensystems. Ziel ist es, den verwendeten, elektrisch angetriebenen Luftverdichter bezüglich Bauraum, Gewicht und Wirkungsgrad zu optimieren.

Schlagwörter/Keywords:
Brennstoffzelle, Turbolader, Kathodenluftversorgung, kennfelderweiternde Maßnahmen, variable Turbinengeometrie

1. Einleitung und Motivation

Ob in der Schifffahrt, im Flugverkehr oder im Automobilbereich – der Einsatz von Brennstoffzellen zählt bekanntlich zu den vielversprechendsten Möglichkeiten im Bereich der Mobilität, um den weltweiten CO_2-Austoß erheblich zu reduzieren. In der Vergangenheit wurden bereits zahlreiche Anstrengungen in der Entwicklung und Erforschung von Brennstoffzellensystemen für automobile Anwendungen unternommen, jedoch gibt es bisher wenige Fahrzeughersteller wie Honda (Sugawara et al. 2017) oder Toyota (Hasegawa et al. 2016), die einen Brennstoffzellenantrieb serienmäßig im Automobil verbauen. Das Bestreben der Forschungen besteht deswegen weiterhin darin, die Brennstoffzelle als Antriebskonzept der Zukunft serienfähig zu gestalten und die Akzeptanz für diese Antriebstechnologie zu steigern, so dass eine deutliche Reduzierung des weltweiten CO_2-Ausstoßes möglich ist.

Durch eine Erhöhung des Druckniveaus der beiden Reaktionspartner Wasserstoff und Sauerstoff ist es möglich, Brennstoffzellen kompakter und energieeffizienter auszuführen. Komprimierter Wasserstoff wird der Brennstoffzelle aus einem Tanksystem zugeführt. Da der benötigte Sauerstoff aus der Umgebungsluft entnommen wird, ist es notwendig, die Umgebungsluft vorher durch ein Aufladesystem auf ein höheres Druckniveau zu bringen.

Im Verbundprojekt ARIEL – kurz für „Aufladung für Brennstoffzellensysteme durch interdisziplinär entwickelte Elektrische Luftverdichter“ – wird deswegen an der Luftversorgungseinheit der Brennstoffzelle geforscht. Bei dem Aggregat handelt es sich um einen elektrisch angetriebenen Turbolader, dessen schematischer Aufbau in Abbildung 1 dargestellt ist. Diese Luftversorgungseinheit ist technisch höchst anspruchsvoll und hat zudem den größten parasitären Leistungsbedarf des gesamten Brennstoffzellensystems. Das Konsortium des Projekts ARIEL besteht aus Instituten der Technischen Universität Braunschweig, der Ostfalia Hochschule für angewandte Wissenschaften und dem Institut für Turbomaschinen und Fluid-Dynamik (TFD) der Leibniz Universität Hannover. Als industrieller Partner ist die Volkswagen AG an dem Vorhaben beteiligt.

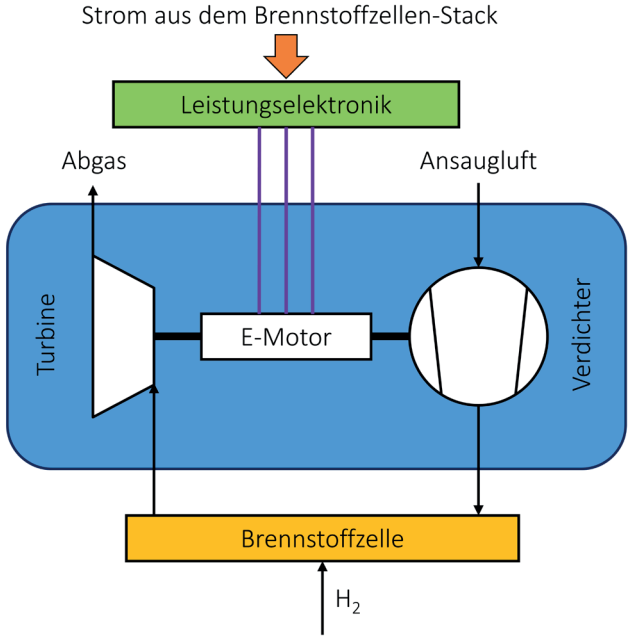
Das Hauptziel des Forschungsprojekts besteht darin, einen Nachweis über die Tauglichkeit des Antriebskonzepts für eine automobile Anwendung zu erbringen und ein vollständig erprobtes und optimiertes Aufladesystem für Brennstoffzellen zu entwickeln. Dafür steht zu Projektbeginn das in Abbildung 2 dargestellte Luftverdichteraggregat zur Verfügung, das bisher ausschließlich bei Versuchen im Labor eingesetzt wurde. Der Reifegrad des elektrisch angetriebenen Turboladers soll nach Projektende ein Technology Readiness Level (TRL) von acht aufweisen und der Turbolader entsprechend aktuell gültiger Fahrzeugnormen einen

* Korrespondierender Autor.
E-Mail: menze@tfd.uni-hannover.de (M. Menze)

Nachweis über die Funktionstüchtigkeit erbringen (Grundei 2018).

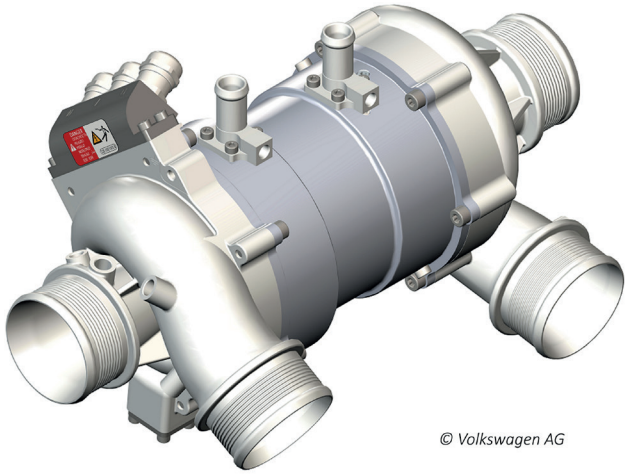
Weitere Ziele des Projekts sind ein gesteigertes Druckverhältnis, eine Erhöhung des Wirkungsgrads von Verdichter und Turbine sowie eine Verringerung von Gewicht und Kosten des Gesamtsystems, was in Tabelle 1 anhand von Zielwerten quantifiziert ist. Um diese Ziele zu erreichen, werden die Verbundpartner während des Projekts sämtliche Bestandteile des Turboladers, wie die Lagerung, die aerodynamischen Komponenten Radialverdichter und -turbine, die Leistungselektronik und den Elektromotor sowie die Fertigung des Gesamtsystems erforschen und optimieren (Grundei 2018).

Abbildung 1: Schematischer Aufbau eines Brennstoffzellensystems



Quelle: Metz et al. 2013

Abbildung 2: Elektrisch angetriebener Turbolader



Quelle: Volkswagen AG, Salzgitter (aus persönlicher Kommunikation)

Tabelle 1: Zielgrößen des Projekts ARIEL

Zielgröße	Angestrebte prozentuale Veränderung der Zielgröße
Druckverhältnis	ca. 12 %
Max. Wirkungsgrad Verdichter	ca. 3 %
Max. Wirkungsgrad Turbine	ca. 2 %
Leistungsaufnahme im Auslegungspunkt	ca. -3 %
Gewicht	ca. -20 %
Kosten	ca. -70 %
Anzahl Einzelteile	ca. -20 %

Quelle: Grundei 2018

2. Herausforderungen

Aus den genannten Projektbestandteilen resultieren zahlreiche Herausforderungen für die Verbundpartner. Um den Luftverdichter ölfrei zu halten und damit Verunreinigungen der Luft, welche schädlich für die Brennstoffzelle sind, zu verhindern, besitzt dieser eine aerodynamische Luftlagerung, die als Spiralrillenlager ausgeführt ist. Dieses Lagerungskonzept zeichnet sich durch eine kompakte Bauweise mit geringen Verlusten und hohem Wirkungsgrad aus. Da die Lagerung bisher jedoch keine Anwendung in einem Fahrzeug fand, gilt es zu untersuchen, inwiefern eine konstruktive Umsetzung des Lagerungskonzepts realisierbar ist. Das Konzept besitzt jedoch großes Potential, zur Serientauglichkeit des Luftverdichters beizutragen, da es sich positiv auf Bauraum, Kosten und Wirkungsgrad des Luftversorgungssystems auswirkt (Grundei 2018).

Eine weitere Herausforderung stellt die Leistungselektronik dar. Um einen Fahrzeugbetrieb auf öffentlichen Straßen zu ermöglichen, müssen besondere Sicherheitsanforderungen an das elektrische System und die Leistungselektronik berücksichtigt werden. Zudem muss sichergestellt sein, dass die erzeugte Wärme der Leistungselektronik bei extremen Witterungsbedingungen aus dem System abgeführt wird. Dafür wird der elektrisch angetriebene Turbolader im Versuchsbetrieb bei höheren Kühlmitteltemperaturen betrieben und die Temperatur des Gesamtsystems überwacht und analysiert (Grundei 2018).

Das Institut für Turbomaschinen und Fluid-Dynamik wird sich im Rahmen des Projekts vorrangig mit der numerischen und experimentellen Untersuchung des Turboladers beschäftigen. Insbesondere die Steigerung des Betriebsdrucks der Brennstoffzelle und damit des Druckniveaus der angesaugten Umgebungsluft in Verbindung mit einer Vergrößerung der Verdichter-Kennfeldbreite ist von großem Interesse. Damit einhergehend wären beispielsweise eine Steigerung des Wirkungsgrads, ein verringerter Bauraumbedarf oder Gewichts- und Kostenersparnisse zu erwarten. Da der elektrisch angetriebene Luftverdichter wie erwähnt

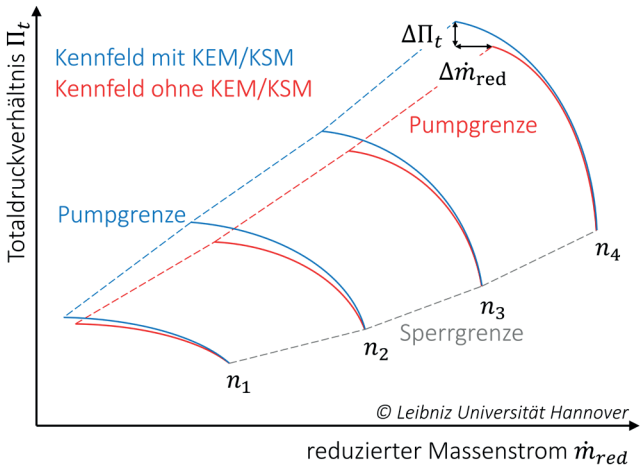
den größten parasitären Verbraucher im Gesamtsystem darstellt, wird der Einsatz einer Radialturbine unter Variation der Leitbeschaufelung untersucht, die aus dem Abgasmassenstrom der Brennstoffzelle Energie zurückgewinnen kann. Diese Maßnahme würde zu einer Verbesserung des Gesamtwirkungsgrads des Antriebskonzepts beitragen. Als herausfordernd gestaltet sich dabei vor allem, dass das Brennstoffzellenabgas im Vergleich zu Verbrennungsabgasen in herkömmlichen Abgasturboladern sehr geringe Temperaturen, kleiner als 100 °C, besitzt (Grundei 2018).

3. Arbeitsinhalte und Methodik des TFD

Um die Funktionsfähigkeit des Brennstoffzellensystems für alle Fahrzustände eines Automobils sicherzustellen, ist es wichtig, dass die Brennstoffzelle über einen sehr großen Betriebsbereich verfügt. Bestimmend für diesen ist der Betriebsbereich des Luftversorgungssystems, der durch die maximal und minimal möglichen Massenströme durch Verdichter bzw. Turbine festgelegt wird. Abbildung 3 zeigt ein beispielhaftes Verdichterkennfeld mit verschiedenen Drehzahllinien (n1 … n4). Die Sperrgrenze kennzeichnet dabei den abhängig von der Drehzahl maximalen Verdichtermassenstrom, welcher sich ergibt, wenn im engsten Querschnitt Schallgeschwindigkeit erreicht wird und der Massenstrom somit nicht weiter gesteigert werden kann. Dagegen gibt die Pumpgrenze den minimalen Verdichtermassenstrom vor. Dieser wird erreicht, wenn die Strömung innerhalb der Schaufelreihe oder im Diffusor instabil wird und es zu einer Strömungsumkehr kommt – dem sogenannten Pumpen. Verdichterpumpen führt, vor allem wenn es nach kurzzeitiger Strömungsstabilisierung erneut auftritt, zu starken mechanischen Belastungen des Verdichters und muss im Betrieb unbedingt vermieden werden. Deshalb darf der Verdichter nur mit einem bestimmten Sicherheitsabstand zur Pumpgrenze betrieben werden.

Durch den Vergleich und die Auswahl unterschiedlicher kennfelderweiternder und -stabilisierender Maßnahmen (KEM/KSM) soll im Projekt ARIEL der Betriebsbereich des untersuchten Luftversorgungssystems optimiert werden. Zu diesem Zweck wird das aktuelle Verdichterdesign zunächst mithilfe von numerischen Strömungssimulationen untersucht, um aus den Simulationsergebnissen Maßnahmen abzuleiten, durch die Verdichterinstabilitäten und damit auch die Pumpgrenze hin zu geringeren Massenströmen verschoben werden können. In Abbildung 3 wird veranschaulicht, wie sich KEM/KSM auf die Lage der Pumpgrenze im Kennfeld auswirken können. Beispielsweise kommen als KEM/KSM sogenannte Casing Treatments (Du, Seume 2017) oder Vorleitgitter (Kleine Sextro et al. 2018) infrage, welche die Laufradanströmung positiv beeinflussen und somit die Strömung stabilisieren. Die ausgewählten Maßnahmen werden im folgenden Schritt ebenfalls durch CFD-Methoden analysiert und optimiert. Auf Basis dieser CFD-Ergebnisse werden schließlich die vielversprechendsten KEM/KSM ausgewählt und in einem hochinstrumentierten Verdichteraggregat experimentell untersucht.

Abbildung 3: Beispielhaftes Verdichterkennfeld



Quelle: TFD, Leibniz Universität Hannover

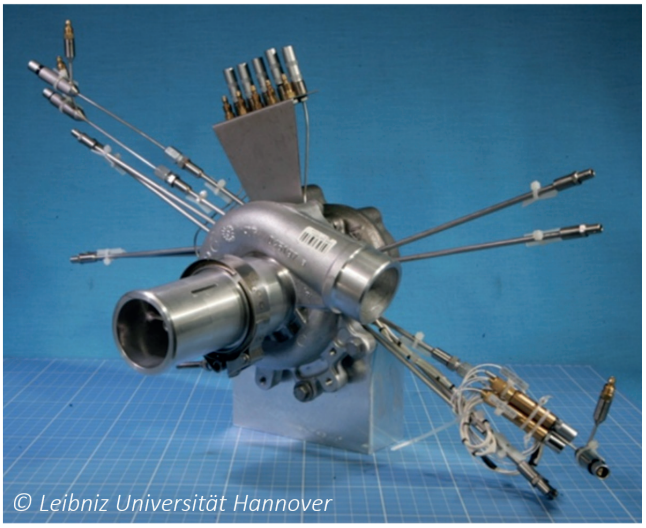
In ähnlicher Weise werden auf der Turbinenseite auf Grundlage von numerischen Simulationen geeignete Geometrievariabilitäten ausgewählt und experimentell untersucht. Durch diese Konzepte soll vor allem die rekuperierte Turbinenleistung gesteigert und die Einstellung des Brennstoffzellenarbeitsdrucks ermöglicht werden.

Die angesprochenen Experimente werden unter anderem am Prüfstand für Auflade- und elektrisch angetriebene Verdichersysteme des Instituts für Turbomaschinen und Fluid-Dynamik (siehe Abbildung 4) durchgeführt. Dieser ist mit einer erdgasbefeuerten Doppelbrennkammeranlage ausgestattet, wodurch eine thermische Leistung zwischen 5 und 800 kW erzeugt werden kann. Es lassen sich Turbineneintrittstemperaturen zwischen 25 und 1050 °C bei einem Abgasmassenstrom von 0,001 bis 0,8 kg/s realisieren. Weiterhin steht ein bidirektionales Netzgerät mit einer Leistung von 30 kW für die Energieversorgung der Leistungselektronik zur Verfügung, die den Betrieb des Luftverdichters steuert. Um einen Versuchsbetrieb für Brennstoffzellen zu gewährleisten, kann der Versuchsstand ölfrei betrieben werden. Durch den genannten Betriebsbereich und die zusätzlichen Funktionen werden die notwendigen Randbedingungen für den Betrieb des elektrisch angetriebenen Luftverdichters des vorgestellten Projekts vollständig abgedeckt. Bei den experimentellen Untersuchungen werden unter anderem stationäre Druckmesstechnik, unterschiedliche Temperaturmesstechnik (Typ K, Pt100), Beschleunigungssensoren zur Schwingungsüberwachung und Wirbelstromsensoren für Wellenbahnmessungen zum Einsatz kommen. Die aufwendige und technisch sehr anspruchsvolle Instrumentierung der Versuchsträger erfolgt in der TFD-eigenen Feinwerkmechaniker-Werkstatt. Abbildung 5 zeigt beispielhaft einen am Institut instrumentierten Abgasturbolader.

Abbildung 4: Prüfstand für Auflade- und elektrisch angetriebene Verdichtersysteme des TFD

Quelle: TFD, Leibniz Universität Hannover

Abbildung 5: Instrumentierter Abgasturbolader



Quelle: TFD, Leibniz Universität Hannover

4. Fazit

Das vorgestellte Verbundprojekt hat eine Laufzeit von etwa dreieinhalb Jahren und befindet sich mittlerweile in Bearbeitung. Mit den ersten Ergebnissen und zugehörigen Veröffentlichungen wird in absehbarer Zeit zu rechnen sein. Nach erfolgreichem Projektabschluss sollen alle gewonnenen Erkenntnisse anhand eines vollständig erprobten und optimierten Aufladesystems für Brennstoffzellen präsentiert und als Basis für eine Serienfertigung genutzt werden.

Danksagung und Förderhinweis

Diese Untersuchungen sind Teil des Forschungsprojekts „Aufladung für Brennstoffzellensysteme durch interdisziplinär entwickelte Elektrische Luftverdichter“. Die Autoren danken dem Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI), welches diese Arbeit im Rahmen des Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP) mit insgesamt etwa 6,4 Millionen Euro fördert. Außerdem gilt der Dank der NOW GmbH, welche die Förderrichtlinien koordiniert, und dem Projektträger Jülich (PtJ), der für die Umsetzung der Förderrichtlinien zuständig ist. Weiterhin bedanken sich die Autoren ebenfalls bei dem gesamten Projektkonsortium, bestehend aus der Volkswagen AG und allen teilnehmenden Instituten der Technischen Universität Braunschweig und der Ostfalia Hochschule für angewandte Wissenschaften.

Gefördert durch:

Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur

Koordiniert durch:

NOW-GMBH.DE

Projektträger:

Projektträger Jülich Forschungszentrum Jülich

Literatur

Du, J.; Seume, J.R. (2017): Design of Casing Treatment on a Mixed-Flow Compressor, Proceedings of ASME Turbo Expo 2017, June 26-30, 2017, Charlotte, NC, USA, GT2017-65226

Grundei, D. (Volkswagen AG) (2018): Aufladung für Brennstoffzellen durch interdisziplinär entwickelte Luftverdichter (ARIEL), NIP-Vollversammlung, Berlin, 05.12.2018

Hasegawa, T.; Imanishi, H.; Nada, M.; Ikosi, Y. (2016): Development of the Fuel Cell System in the Mirai FCV, SAE Technical Paper 2016-01-1185

Kleine Sextro, T.; Fischer, T.; Flinte, J. (2018): Leitgitterblende für Turbolader-Verdichter zur Erweiterung des stabilen Betriebsbereichs, FVV-Abschlussbericht, Vorhaben-Nr. 1194

Metz, D.; Werner, J.; Münz, S.; Becker, M. (2013): Charging System for Fuel Cell Applications, MTZ Worldwide, April 2013, Vol. 74, Issue 4, pp. 40-434

Sugawara, T.; Kanazawa, T.; Imai, N.; Tachibana, Y. (2017): Development of Motorized Turbo Compressor for Clarity Fuel Cell, SAE Technical Paper 2017-01-1187

Über die DVWG

Die Deutsche Verkehrswissenschaftliche Gesellschaft e. V. (DVWG) ist eine unabhängige und föderal strukturierte, gemeinnützige Vereinigung von Verkehrsfachleuten aus Wissenschaft, Wirtschaft, Politik und Verwaltung. Seit über 100 Jahren verfolgt die DVWG das Ziel, aktuelle und perspektivische Fragestellungen im Verkehr aufzugreifen, zu diskutieren und zu publizieren. Dabei befasst sie sich als neutrale Plattform Verkehrsträger übergreifend mit allen Belangen des Verkehrs und orientiert sich an einer nachhaltigen Verkehrsentwicklung.

Die DVWG wirkt im besonderen Maße für die Förderung des Nachwuchses über das Junge Forum und verleiht verkehrswissenschaftliche Nachwuchspreise. Auf europäischer Ebene widmet sie sich der Zusammenführung von Verkehrsfachleuten aus allen europäischen Staaten unter dem Dach einer Europäischen Plattform der Verkehrswissenschaften (EPTS).

Mitglieder der DVWG sind Studierende und junge Akademiker, Berufstätige und Senioren, aber auch Ingenieurbüros, Verkehrsverbünde, Klein- und Mittelstandsunternehmen der Transport- und Verkehrswirtschaft, Kommunen sowie Verwaltungs-, Bildungs- und Forschungseinrichtungen. Den Mitgliedern der DVWG bieten sich hervorragende Möglichkeiten für einen fachspezifischen Informations- und Wissensgewinn, für berufliche Qualifizierung und Weiterbildung und nicht zuletzt auch für den Auf- und Ausbau von Karriere-, Berufs- und Partnernetzwerken.

Impressum

Herausgeberin:
Deutsche Verkehrswissenschaftliche Gesellschaft e.V.
Hauptgeschäftstelle
Weißenburger Str. 16
13595 Berlin

Tel.: 030/ 293606-0
Fax : 030/ 293606-29
E-Mail: hgs@dvwg.de
Internet: www.dvwg.de

Präsident:
Prof. Dr. Jan Ninnemann

Vereinsregister Amtsgericht Berlin-Charlottenburg VR 23784 B
USt.-IdNr.: DE 227525122

Kontakt Redaktion:
E-Mail: journal@dvwg.de