

Jetzt
kaufen auf
shop.wvgw.de

Als Print oder
PDF-Download

Deutscher Verein des
Gas- und Wasserfaches e.V.



• www.dvgw-forschung.de

Roadmap von Kraftstoffen zur Marktdurchdringung im Rahmen der Energiewende und die kurzfristige Umsetzung des Greening von LNG/CNG (GreenGasMobility)

Abschlussbericht

Maximilian Heneka

DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des KIT, Karlsruhe

Nico Steyer

DBI - Gastechnologisches Institut gGmbH, Freiberg

Enrico Schuhmann

DBI - Gastechnologisches Institut gGmbH, Freiberg

Wolfgang Köppel

DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des KIT, Karlsruhe

Ronny Eler

DBI - Gastechnologisches Institut gGmbH, Freiberg

Herausgeber

DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.

Technisch-wissenschaftlicher Verein

Josef-Wirmer-Straße 1–3

53123 Bonn

T +49 228 91885

F +49 228 9188990

info@dvgw.de

www.dvgw.de

Roadmap von Kraftstoffen zur Marktdurchdringung im Rahmen der Energiewende und die kurzfristige Umsetzung des Greening von LNG/CNG (GreenGasMobility)

Abschlussbericht

Februar 2020

DVGW-Förderkennzeichen G 201709

Zusammenfassung Damit Deutschland seine Klimaziele erreichen kann, müssen die Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) in allen Sektoren drastisch sinken. Für den Straßenverkehr bedeutet dies, dass bisherige Antriebsarten und Kraftstoffe durch emissionsarme und -freie Alternativen ersetzt werden müssen. Bisher konnten im Verkehrssektor trotz Effizienzsteigerungen keine Treibhausgaseinsparungen erzielt werden, was insbesondere auf die zunehmende Verkehrsleistung zurückzuführen ist. Um die Klimaschutzziele für die Jahre 2021 - 2030 zu erreichen, sind daher kurzfristig umsetzbare Maßnahmen erforderlich.

Vor diesem Hintergrund haben sich die DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT) und das Gasthechnologische Institut Freiberg gGmbH (DBI-GTI) in dieser Studie mit der Frage befasst, wie ein verstärkter Markthochlauf von methanbasierten Kraftstoffen aus erneuerbaren Quellen zur Defossilisierung des Verkehrssektors beitragen bzw. wie ein solcher Markthochlauf im Zeitraum 2020 - 2040 ausgestaltet werden kann.

Hierzu wurde unter Berücksichtigung auslaufender EEG-Vergütungen die Potenzialentwicklung für die Bereitstellung von EE-Methan aus Biogaserzeugungsanlagen, Biogasaufbereitungsanlagen, Klärgasanlagen und PtG-Anlagen für den Verkehrssektor untersucht sowie die potenziell zur Verfügung stehenden Kunden wie z.B. Spediteure, Verkehrsbetriebe, kommunale Unternehmen, landwirtschaftliche Betriebe und regionale Bauunternehmen ermittelt. Die Analysen wurden gemeindespezifisch durchgeführt. Für die zukünftige Entwicklung der EE-Methannachfrage der identifizierten Abnehmer wurde ein ambitioniertes Methanszenario zugrunde gelegt. In einem weiteren Schritt wurden die ermittelten EE-Methanpotenziale den entsprechenden Bedarfsmengen gemeindescharf gegenübergestellt und die regionale Versorgungssituation bewertet sowie der erforderliche Ausbau der EE-CNG- bzw. EE-LNG-Infrastruktur abgeschätzt.

Die Ergebnisse zeigen, dass bei einer alleinigen Betrachtung des Straßenverkehrs als EE-Methan-Abnehmer für die betrachteten Stützjahre stets ein ausreichendes EE-Methanpotenzial zur Verfügung steht. Für das Jahr 2030 stehen in Deutschland unter Berücksichtigung des EE-Methanbedarfs des Straßenverkehrs etwa 75 TWh an EE-Methan zur Verfügung. Im Jahr 2040 fällt dieser Überschuss, infolge der zunehmenden EE-Methannachfrage durch den Straßenverkehr, auf etwa 68 TWh ab.

Bei der gemeindespezifischen Betrachtung wird eine perspektivisch zunehmende Ungleichverteilung zwischen EE-Methan-Angebot und -Nachfrage deutlich. Dies begründet sich aus den unterschiedlichen Standorten der EE-Methanproduzenten in Relation zu den EE-Methannachfragern im Straßenverkehr. So ist auf der Produzentenseite eine zukünftige Konzentration des Potenzials in Nord- und Süddeutschland zu erwarten, was sich insbesondere aus dem absehbaren Bedeutungszuwachs im Kontext der Power-to-Gas-Anlagen ableitet. Dagegen sind die entsprechenden Bedarfsschwerpunkte in den großen deutschen Ballungsgebieten zu lokalisieren, welche entsprechend große Fahrzeugbestände aufweisen. Dies trifft insbesondere auf den westdeutschen Raum zu (s. Abb. 0-1).

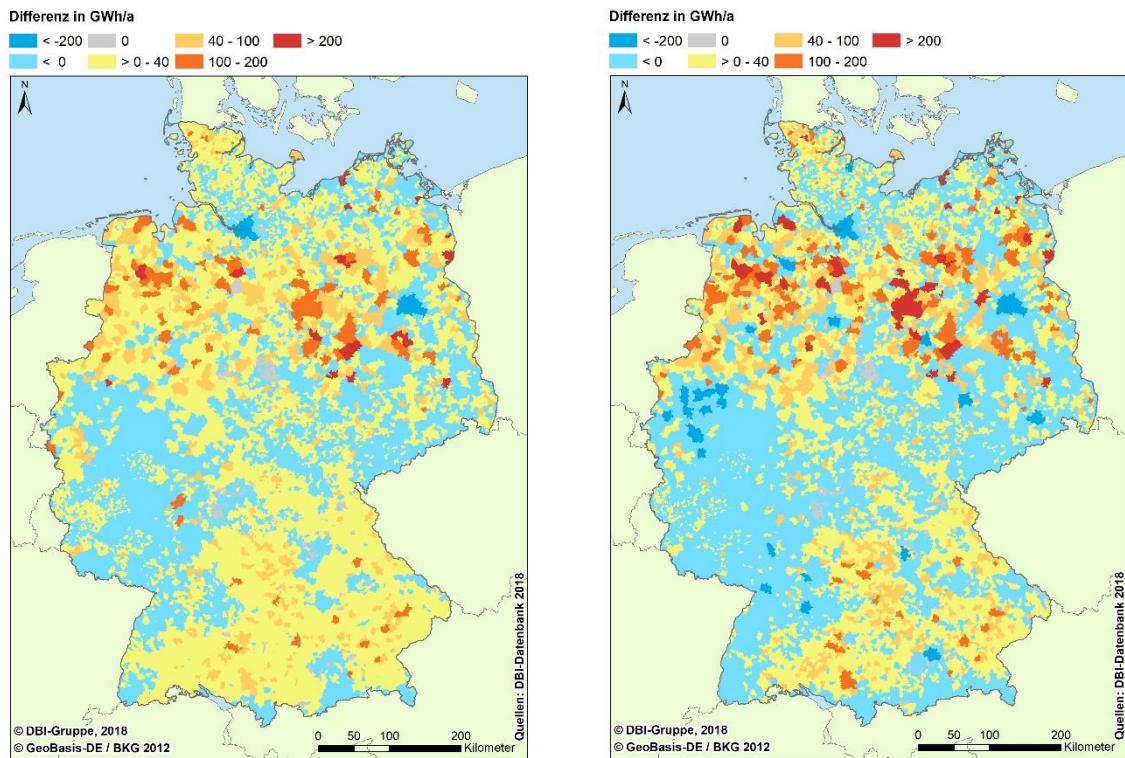


Abb. 0-1: Gemeindespezifische Differenzen zwischen EE-Methangesamtpotenzial und EE-Methan-Bedarf im Straßenverkehr 2030 (links) bzw. 2040 (rechts)

Um die Distanzen zwischen den Orten der EE-Methanproduktion und der EE-Methannachfrage zu überbrücken, bedarf es geeigneter technischer Lösungen. Hier sind etwa Einspeiseanlagen oder eine Verflüssigung denkbarer Lösungsansätze.

Die Kosten für eine solche überregionale Bereitstellung¹ von EE-Methan liegen jedoch auch langfristig deutlich über den Kosten für die jeweiligen fossilen Kraftstoffe (s. Abb. 0-2). Im besten Fall betragen die Mehrkosten etwa 1,5 €/kWh (EE-CNG) bzw. 2,3 €/kWh (EE-LNG), was einem Aufpreis von 35 % bzw. 53 % gegenüber fossilem CNG bzw. LNG entspricht. Bei der regionalen Bereitstellung von EE-LNG durch die direkte Verflüssigung an der EE-Methanherzeugungsanlage und anschließendem Transport zur Tankstelle liegen die minimal erzielbaren Mehrkosten mit 3,33 €/kWh (= 77 %) sogar noch höher. Ohne entsprechende politische Maßnahmen (Quotenregelungen, höhere Abgaben für fossile Kraftstoffe, etc.) ist ein kurzfristiger Markthochlauf von EE-Methan demnach kaum zu realisieren.

¹ Bei der überregionalen Bereitstellung wird auf die EE-Methan-Überschüsse aus anderen Gemeinden zugegriffen. Die EE-Methanpotenziale werden in diesem Fall über Pipelines oder in Form von LNG über LNG-Trailer erschlossen.

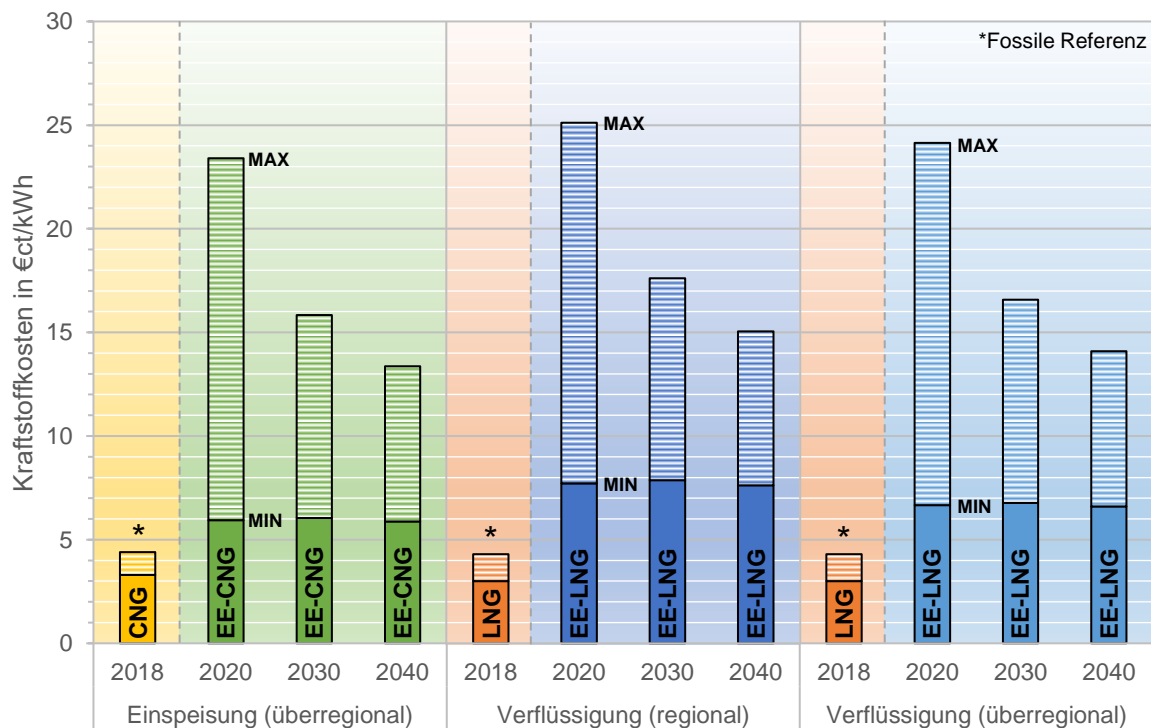


Abb. 0-2: Kraftstoffkosten der Bereitstellungskonzepte

Auch die Analyse der für die Bedarfsdeckung benötigten Anzahl an zusätzlichen EE-CNG- und EE-LNG-Tankstellen zeigt, dass nur ein geringer Anteil der zu errichtenden Tankstellen durch das lokal vorhandene EE-Methanpotenzial gedeckt werden kann (s. Tab. 0-2). Insbesondere im Falle der EE-CNG-Tankstellen ist demnach ein Anschluss an das Erdgasnetz obligatorisch, um auf überregionale Potenziale zugreifen zu können. Konträr zu den EE-CNG-Tankstellen ist für die EE-LNG-Tankstellen stets eine Verflüssigung der betreffenden EE-Methanmengen zu realisieren. Die Verflüssigung kann dabei auch in Gemeinden mit einem EE-Methanüberschuss durchgeführt werden. Das produzierte EE-LNG ist dann mithilfe von LNG-Tankfahrzeugen vergleichsweise flexibel zu jenen Gemeinden transportierbar, deren regionales EE-Methanpotenzial nicht für die Versorgung der zu errichtenden EE-LNG-Tankstellen ausreicht.

Tab. 0-1: Anzahl zu errichtender EE-CNG- und EE-LNG-Tankstellen für 2030 und 2040

	EE-CNG		EE-LNG	
	2030	2040	2030	2040
Bedarf an zusätzlichen Tankstellen	266	81	0	47
Davon mit regionalem EE-Methanpotenzial realisierbar	61	26	-	1

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
2	Rahmendaten Verkehrssektor	3
2.1	Überblick: Straßenverkehr in Deutschland	3
2.2	Fahrzeugbestand nach Fahrzeugklassen und Antriebsart	4
2.2.1	Personenkraftwagen	7
2.2.2	Kraftomnibusse	9
2.2.3	Lastkraftwagen	10
2.2.3.1	Leichte Nutzfahrzeuge	12
2.2.3.2	Lastkraftwagen im Nahverkehr	13
2.2.3.3	Lastkraftwagen im Fernverkehr	14
2.2.4	Sattelzugmaschinen	15
2.3	Fahrleistungen	17
2.4	Endenergiebedarf	19
2.5	Emissionen	22
2.5.1	Treibhausgase	22
2.5.2	Stickoxid- und Partikelemissionen	23
3	Zukünftige Entwicklung des Verkehrssektors	25
3.1	Einsatzmöglichkeiten verschiedener Antriebskonzepte	25
3.2	Entwicklung des Endenergiebedarfs	26
4	Energieszenarien	28
4.1	Methodik	28
4.2	Annahmen und Rahmenbedingungen	28
4.2.1	Energieoptionen	28
4.2.2	Entwicklung der Verkehrsleistung	30
4.2.3	Entwicklung des Fahrzeugbestands	30
4.2.3.1	Nahverkehr	31
4.2.3.2	Fernverkehr	32
4.2.4	Energieeffizienz	33
4.2.4.1	Nahverkehr	33
4.2.4.2	Fernverkehr	34
4.3	Endenergiebedarf	35
4.3.1	Basisszenarien UBA	36
4.3.2	Abgeleitetes Szenario	38
4.3.2.1	Szenario „E+/CH4+“	40
5	EE-Methanpotenzial in Deutschland	41
5.1	EE-Methanpotenzial aus EE-Anlagen	42
5.1.1	Biogaserzeugungsanlagen	42
5.1.1.1	Beschreibung der Datenbasis	42
5.1.1.2	Ermittlung des EE-Methanpotenzials	44
5.1.2	Biogasaufbereitungsanlagen	46
5.1.2.1	Beschreibung der Datenbasis	46
5.1.2.2	Ermittlung des EE-Methanpotenzials	48
5.1.3	Klärgasanlagen	49

5.1.3.1	Beschreibung der Datenbasis	49
5.1.3.2	Ermittlung des EE-Methanpotenzials.....	51
5.1.4	Deponiegas- und Biomassevergasungsanlagen.....	52
5.1.5	Power-to-Gas-Anlagen mit anschließender Methanisierung	53
5.1.5.1	Beschreibung der Datenbasis	53
5.1.5.2	Ermittlung des EE-Methanpotenzials.....	54
5.1.6	Zusammenfassung des deutschlandweiten EE-Methanpotenzials 2018	55
5.1.7	Räumliche Analyse	56
6	Zeitliche Entwicklung des EE-Methanpotenzials im Zeitraum 2020 bis 2040	59
6.1	Methodik	59
6.2	EE-Methanpotenzial 2020	61
6.3	EE-Methanpotenzial 2030	62
6.4	EE-Methanpotenzial 2040	63
7	Analyse des Endenergiebedarfs im deutschen Straßenverkehr 2018.....	65
7.1	Methodik	65
7.2	Personenkraftwagen	67
7.3	Lastkraftwagen.....	68
7.3.1	Lkw bis 7,5 t zulässiger Gesamtmasse	68
7.3.2	Lkw ab 7,5 t zulässiger Gesamtmasse	69
7.4	Zugmaschinen.....	70
7.4.1	Sattelzugmaschinen	70
7.4.2	land- und forstwirtschaftliche Zugmaschinen	71
7.4.3	sonstige Zugmaschinen	72
7.5	Kraftomnibusse	73
7.6	Zusammenfassung des deutschlandweiten Endenergiebedarfs im Straßenverkehr 2018 und Literaturvergleich.....	74
7.7	Räumliche Analyse potenzieller Bedarfsschwerpunkte.....	76
7.7.1	Logistikzentren.....	76
7.7.2	Landwirtschaftsbetriebe	77
7.7.3	Betriebe der kommunalen Abfallverbringung.....	78
7.7.4	Betriebe des öffentlichen Personennahverkehrs mit Bussen	79
7.7.5	Regionale Bauunternehmen.....	80
8	Zeitliche Entwicklung des EE-Methan-Bedarfs im deutschen Straßenverkehr im Zeitraum 2020 bis 2040.....	82
8.1	Methodik	82
8.2	EE-Methan-Bedarf 2020.....	83
8.3	EE-Methan-Bedarf 2030.....	84
8.4	EE-Methan-Bedarf 2040.....	85
9	Ökonomischer Vergleich	86
9.1	Methodik	86
9.1.1	Betrachtete Anlagen- und Bereitstellungskonzepte	86
9.1.1.1	Anlagenkonzepte – Ausbaustufe 1	86
9.1.1.2	Anlagenkonzepte – Ausbaustufe 2.....	87
9.1.1.3	Bereitstellungskonzepte	88
9.1.1.4	Nomenklatur.....	90

9.1.2	Berechnung der Kraftstoffkosten	90
9.2	Annahmen und Datenbasis	91
9.2.1	Anlagenparameter	91
9.2.2	Kapitalgebundene Kosten (CAPEX)	93
9.2.2.1	Investitionsausgaben	93
9.2.2.2	Ökonomische Kenngrößen	94
9.2.3	Betriebskosten (OPEX)	94
9.2.3.1	Betriebsgebundene Kosten	94
9.2.3.2	Verbrauchsgebundene Kosten	95
9.2.4	Erlöse	97
9.2.4.1	CO ₂ -Zertifikatspreise	97
9.2.5	Distributionskosten	97
9.2.5.1	Verflüssigung	97
9.2.5.2	Transport via Pipeline	98
9.2.5.3	Transport via Lkw	98
9.2.5.4	Tankstelle	98
9.2.6	Fossile Komparatoren	99
9.3	Ergebnisse	99
10	Ökologischer Vergleich	104
10.1	Methodik	104
10.1.1	Grundlagen	104
10.1.2	Bilanzraum und Sachbilanz	104
10.1.3	Betrachtete Prozessketten	106
10.2	Datenbasis	106
10.2.1	Grundannahmen	106
10.2.1.1	Treibhausgas-Faktoren	106
10.2.1.2	Strommix Deutschland	106
10.2.2	Prozesse	107
10.2.2.1	Biomassebereitstellung	107
10.2.2.2	Kraftstoffproduktion und -Umwandlung	109
10.2.2.3	Kraftstoffverteilung	110
10.2.2.4	Tankstelle	111
10.2.3	Fossile Komparatoren	112
10.3	Ergebnisse	112
11	Roadmap	115
11.1	Regionale Korrelation von EE-Methanpotenzial und EE-Methan-Bedarf im deutschen Straßenverkehr	115
11.1.1	Regionale Bilanzierung für den Straßenverkehr 2020	115
11.1.2	Regionale Bilanzierung für den Straßenverkehr 2030	116
11.1.3	Regionale Bilanzierung für den Straßenverkehr 2040	118
11.1.4	Zusammenfassung	119
11.2	Abschätzung der Ausbaustufen eines zukünftigen EE-CNG- und EE-LNG-Tankstellennetzes	121
11.2.1	Methodik	121
11.2.2	Ausbaustufen eines EE-CNG-Tankstellennetzes 2030 & 2040	122
11.2.3	Ausbaustufen eines EE-LNG-Tankstellennetzes 2030 & 2040	124
	Literaturverzeichnis	126

Formelverzeichnis	134
Abkürzungsverzeichnis.....	135
Abbildungsverzeichnis.....	137
Tabellenverzeichnis.....	141
Anhang.....	143
Aufteilung der Kraftstoffkosten	143