dena
Deutsche Energie-Agentur

Strategieplattform
Power to Gas

Heutige Einsatzgebiete für Power Fuels

Factsheets zur Anwendung von klimafreundlich erzeugten synthetischen Energieträgern

Die Integrierte Energiewende mit Power Fuels

Aktuelle Studien zeigen, dass eine erfolgreiche Energiewende klimafreundlich erzeugte gasförmige und flüssige Energieträger braucht. Doch wie entstehen diese erneuerbaren „Power Fuels“? Welche Vorteile gegenüber fossilen Energieträgern haben sie? Welchen Beitrag zum Klimaschutz leisten sie? Wo ist ihr Einsatz besonders Erfolg versprechend? Und welche Barrieren hemmen den Markthochlauf?

Diese Fragen beantworten die vorliegenden **Factsheets auf Basis aktueller Daten** verschiedener Studien und eigener Berechnungen. Sie geben einen Überblick über:

- die **Strombezugsoptionen für Elektrolyseure** und deren regulatorische Besonderheiten,
- die derzeitigen **Technologien zur Umwandlung** von erneuerbarem Strom in Power Fuels,
- ausgewählte heutige **Einsatzgebiete von Power Fuels** in allen Sektoren.

Was sind Power Fuels? Was sind Power-to-X-Technologien?

Die Idee der Umwandlungstechnologien „Power to X“ ist es, Wasser mithilfe von Strom durch Elektrolyse aufzuspalten und den gewonnenen Wasserstoff entweder direkt zu nutzen oder zu Methan oder flüssigen Energieträgern weiterzuverarbeiten. Die mithilfe von Power-to-X-Technologien erzeugten gasförmigen und flüssigen Kraft- und Brennstoffe nennt man „Power Fuels“. Durch Verwendung von EE-Strom und nichtfossilen CO_2-Quellen sind Power Fuels klimaneutrale erneuerbare Energieträger, die gasförmig und flüssig als unterschiedlichste Brenn- und Kraftstoffe verwendet sowie als Grundstoffe in der chemischen Industrie eingesetzt werden können.

Als Power-to-X-Technologien werden folgende Umwandlungsverfahren verstanden:

Power to Gas
Ausgangspunkt für alle Umwandlungsverfahren ist die Zerlegung von Wasser im Elektrolyseverfahren mithilfe von EE-Strom in Wasserstoff und Sauerstoff. Sowohl dieses Verfahren zur Herstellung von Wasserstoff als auch die Herstellung von synthetischem Methan durch eine anschließende Methanisierung des Wasserstoffs wird als Power to Gas bezeichnet.

Power to Liquid
Als Power to Liquid wird die Weiterverarbeitung des Wasserstoffs zu flüssigen Kraft- und Brennstoffen zu synthetischem Benzin, Diesel und Kerosin verstanden.

Power to Chemicals
Power to Chemicals meint die Herstellung von nichtfossilen Ausgangsstoffen für die chemische Industrie durch Weiterverarbeitung des Wasserstoffs in chemischen Synthesen.

Power to Heat (Elektroenergie zu Wärme) und **Power to Mobility** (Elektromobilität) werden in den vorliegenden Factsheets nicht unter Power to X gefasst.

Warum brauchen wir Power Fuels?

Die direkte Nutzung erneuerbaren Stroms sowie die umfangreiche Hebung von Energieeffizienzpotenzialen gelten als die beiden zentralen Säulen der Energiewende. Studien der vergangenen Monate haben jedoch gezeigt, dass für die Erreichung der klimapolitischen Ziele eine dritte Säule hinzukommt: der Einsatz von Power Fuels.

Power Fuels werden vor allem mit Blick auf die Ziele des Pariser Abkommens notwendig und können einen wichtigen Beitrag für das Erreichen der Klimaziele in 2050 erbringen. Vor diesem Hintergrund gilt es frühzeitig zu überlegen, wie Power-to-X-Technologien sinnvoll in das Energiesystem integriert werden können, um ihr Klimaschutzpotenzial entfalten zu können.

Diese erneuerbaren Energieträger können in bestehende Infrastrukturen integriert, beziehungsweise dort gespeichert und anschließend in verschiedenen Anwendungsbereichen genutzt werden. Power Fuels können beispielsweise dort eingesetzt werden, wo eine direkte Elektrifizierung mit besonderen Herausforderungen verbunden ist, etwa bei industriellen Hochtemperaturprozessen oder Langstreckenanforderungen im Verkehr. Darüber hinaus können Power Fuels als Speicher für erneuerbaren Strom dienen und so die erfolgreiche Energiewende befördern.

Die integrierte Energiewende stimmt die wachsende Anzahl an Komponenten aus allen Sektoren aufeinander ab und integriert diese in ein intelligentes und nachhaltiges Energiesystem. Dabei werden sektorspezifische Anforderungen, Rahmenbedingungen, Infrastrukturen und Märkte sowie ein spezifisches Kundenverhalten ebenso berücksichtigt wie die Wechselwirkungen mit dem europäischen Energiebinnenmarkt und internationalen Energiemärkten. Letztendlich wird über das Zusammenspiel der unterschiedlichen Strukturen eine effizientere und kostengünstigere Energiewende erreicht.

Eine frühzeitige Marktentwicklung von Power-to-X-Technologien in Deutschland ist zudem aus industriepolitischer Sicht vorteilhaft. Die damit verbundenen Innovationen dienen sowohl dem nationalen und internationalen Klimaschutz und stärken den Wirtschaftsstandort Deutschland.

Wo stehen wir heute bei Power to X und der Nutzung von Power Fuels?

Power-to-X-Technologien konnten in den vergangenen Jahren erfolgreich weiterentwickelt werden. Die Elektrolyse-Technologien sind seit mehreren Jahrzehnten verfügbar und stehen derzeit durch den viel umfassenderen Einsatz im Energiebereich an der Schwelle zur Wachstumsphase. Eine weitere Senkung der Investitions- und Betriebskosten muss nun über eine Mengen- und Größenskalierung, durch Standardisierung der Anlagenkomponenten sowie die Optimierung des Anlagenkonzepts erreicht werden.

Deutschland nimmt derzeit eine Vorreiterrolle bei der Erprobung und Weiterentwicklung von Power-to-X-Technologien ein. Es gibt hierzulande mehr als 30 Pilotprojekte mit einer Elektrolyse-Leistung von insgesamt rund 25 MW. Auch andere Länder untersuchen einzelne Erzeugungspfade und Anwendungsmöglichkeiten von Power Fuels, doch in Deutschland wird eine Vielzahl von Anwendungen schon heute konkret erprobt. Sowohl Start-ups als auch größere, etablierte Unternehmen testen neue Verfahren, Komponenten und Betriebskonzepte und etablieren innovative Einsatzgebiete.

Die mithilfe dieser Umwandlungstechnologien erzeugten klimafreundlichen synthetischen Kraft- und Brennstoffe sind grundsätzlich vollständig „drop in“-fähig, können also ohne Einschränkung in den bestehenden Infrastrukturen sowie Energieanwendungen genutzt werden. Beispielsweise kann synthetisches Methan vollumfänglich in das bestehende Gasnetz eingespeist werden.

Parallel zur wachsenden Bedeutung von Power-to-X-Technologien zur Erreichung der Klimaziele in Deutschland, setzen auch zunehmend mehr Länder auf eine stärkere Rolle von Wasserstoff als treibhausgasfreien Energieträger, darunter die USA, Japan, Australien, Dänemark, Island, Schweden und die Schweiz.

Welche Hemmnisse gibt es? Wie kann die grüne Eigenschaft des EE-Stroms genutzt werden?

Derzeit hemmen sowohl die Marktbedingungen als auch die rechtlichen Rahmenbedingungen die wirtschaftliche Nutzung von Power Fuels. Die Power-to-X-Anlagen müssen auf den genutzten Strom erhebliche Entgelte, Umlagen und Abgaben entrichten, welche die Wettbewerbsfähigkeit gegenüber fossilen Energieträgern reduzieren und damit einen wirtschaftlichen Betrieb der Power-to-X-Anlagen verhindern.

Dabei gibt es nur sehr begrenzte Möglichkeiten, erneuerbaren Strom über das öffentliche Netz zu beziehen, ohne dass dessen grüne Eigenschaft bei der Verwendung in einem Elektrolyseprozess aus regulatorischer Sicht verloren geht. Nach den derzeitigen Regelungen ist zur Erzeugung grüner synthetischer Energieträger einzig der Strombezug über eine Direktleitung möglich, was den tatsächlichen Gegebenheiten und Potenzialen der Technologie nicht gerecht wird. Dadurch können Power Fuels nicht als klimafreundliche erneuerbare Energieträger vermarktet werden, selbst wenn sie bilanziell EE-Strom bezogen haben. Aufgrund dieser restriktiven Regelungen des Strombezugs ist es derzeit kaum möglich, Power Fuels als nachhaltige Alternative zu konventionellen Energieträgern zu etablieren und so zu einer nennenswerten Senkung der Emissionen beispielsweise im Wärme-, Verkehrs- und Industriesektor beizutragen.

Darüber hinaus muss sichergestellt werden, dass Power Fuels im Rahmen von Quoten und Indikatoren als nachhaltige Energieträger anrechenbar sind, um zur Reduzierung der Emissionen in den Verbrauchssektoren beitragen zu können. Durch diese Anrechenbarkeit können Power Fuels die Wertigkeit gegenüber konventionellen Energieträgern erhalten, die sie zur Erfüllung ihrer Klimaschutzpotenziale benötigen.

Außerdem haben Power-to-X-Technologien das Potenzial, einen wichtigen Beitrag für das Energiesystem zu leisten. Dazu zählen beispielweise die Berücksichtigung als zuschaltbare Lasten, die Speicherung nicht integrierbarer Strommengen oder die Nutzung als Flexibilitätsoption für Markt und Netz. Doch auch hier fehlen entsprechende Rahmenbedingungen, wodurch die zur Verfügung stehenden Möglichkeiten nicht komplett ausgeschöpft werden.

Daraus ergeben sich vier zentrale Handlungsfelder zur Verbesserung der Marktposition der für den Klimaschutz wichtigen Power Fuels:

- Das System der Abgaben, Entgelte und Umlagen im Sinne der integrierten Energiewende zu einem diskriminierungsfreien System („Level Playing Field“) umgestalten
- Den Bezug von erneuerbarem Strom über das öffentliche Netz ermöglichen
- Die Anrechenbarkeit von Power Fuels als klimafreundliche Energieträger ermöglichen
- Die Möglichkeiten zur Stabilisierung des Energiesystems durch PtX nutzen

Strategieplattform Power to Gas

Die Strategieplattform Power to Gas

Fachakteure aus Wirtschaft, Verbänden und Wissenschaft sind von der Bedeutung von klimafreundlich erzeugten synthetischen Kraft- und Brennstoffen (Power Fuels) zur erfolgreichen Umsetzung der Energiewende überzeugt. Sie haben sich in der Strategieplattform Power to Gas auf Initiative der dena zusammengeschlossen, um die nahezu marktreifen Technologien weiterzuentwickeln und den Markteinstieg zu ermöglichen. Die Partner setzen sich dafür ein, die Industrialisierung und Marktentwicklung von Power to Gas voranzutreiben, um Erfolg versprechende Geschäftsmodelle in Deutschland zu etablieren und weitere Kostendegressionen durch den Markthochlauf zu erreichen.

Dabei werden alle Erzeugungs- und Nutzungspfade der Umwandlung von erneuerbarem Strom in klimafreundliche gasförmige und flüssige Energieträger behandelt. Ihre Positionen und Arbeitsergebnisse stellt die Strategieplattform einer breiten Öffentlichkeit und Entscheidungsträgern vor. Sie setzt sich für geeignete Rahmenbedingungen ein, damit die Technologie ihr Potenzial zur Reduktion von Treibhausgasen entfalten und ihren Beitrag für eine sichere und zuverlässige Energieversorgung leisten kann.

Weitere Informationen zu Power to Gas und Publikationen der Strategieplattform finden Sie auf:
www.powertogas.info

Bei Interesse an einer Teilnahme an der Strategieplattform Power to Gas wenden Sie sich bitte an:
Jeannette Uhlig
Seniorexpertin Sektorkopplung
Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Tel: +49 (0)30 66 777 - 758
uhlig@dena.de

Die Partner der Strategieplattform Power to Gas

Impressum

Herausgeber:
Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Chausseestraße 128 a, 10115 Berlin
Tel.: + 49 (0)30 66 777-0
Fax: + 49 (0)30 66 777-699
www.dena.de

Autoren: Susan Wilms (IKEM), Verena Lerm (IKEM), Simon Schäfer-Stradowsky (IKEM), Julia Sandén (BBHC), Philipp Jahnke (BBHC), Giacomo Taubert (BBHC)
Redaktion: Christiane Golling, Christoph Jugel
Stand: 08/2018
Konzeption: BBHC, dena, IKEM
Gestaltung: Ellery Studio

Die 11 Factsheets auf einen Blick

Power to X: Strombezug

Power to X: Technologien

Schwerlaststraßenverkehr

ÖPNV & öffentliche Flotten

Nicht elektrifizierter Schienenverkehr

Flugverkehr

Grundstoffe in der chemischen Industrie

Erdölraffinerie

Stahlproduktion

Industrielle Prozesswärme

Gebäudebestand

Datengrundlage und Annahmen für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen

Power-to-X-Technologien: Investitionshöhen, Nutzungsdauer, Wirkungsgrad und FOM-Kosten gemäß dena (2018b); dargestellte Wirkungsgrade bilden Gesamtwirkungsgrade (ggf. inkl. Abwärmenutzung) ab, Berechnung des energetischen Outputs erfolgt jeweils auf Basis der thermodynamischen Wirkungsgrade (exkl. Abwärmenutzung); Volllaststunden: 6000 h; Zinssatz: 10,5 Prozent.

Preise konventioneller Energieträger: Steinkohle und Erdgas gemäß dena (2018b); Wasserstoff aus Erdgasdampf-Reformierung gemäß Fz Jülich (2015) & Expertenbefragung; Diesel gemäß MWV (2018), Frontier Economics (2018) & dena (2018b); Kerosin gemäß eia U.S. (2018) & dena (2018b); jeweils Bezug auf Heizwert.

Emissionsfaktoren für Energieträger bei Berücksichtigung der vorgelagerten Wertschöpfungskette: Steinkohle und Erdgas gemäß dena (2018b); Wasserstoff aus Erdgasdampf-Reformierung gemäß Fz Jülich (2015); Diesel gemäß dena (2018b); Kerosin gemäß dena (2018b) & Wittenbrink (2015); synth. Energieträger gemäß dena (2018b).

CO_2-Preis: aus Direct Air Capure gemäß dena (2018b); im Emissionshandel 15 €/tCO_2 gemäß eex (2018).

Energiesteuer: für synth. Methan und synth. Diesel gelten die gleichen Energiesteuersätze wie für Erdgas und konv. Diesel; für Wasserstoff fällt keine Energiesteuer an; §§ 1, 2 EnergieStG; für Unternehmen des produzierenden Gewerbes (u. a. Raffinerie, Stahlproduktion, chemische Industrie und Prozesswärme) sowie für den Flugverkehr greifen Befreiungstatbestände, §§ 27, 37, 51 EnergieStG.

Lkw (>12 t): Diesel-, CNG-, FCEV- und BEV-Lkw: Investitionshöhen, Nutzungsdauer, Kraftstoffverbrauch, FOM-Kosten gemäß dena (2018b); OH-Lkw: Investitionshöhe gemäß Öko-Institut (2014) & eigene Abschätzung; Nutzungsdauer gemäß dena (2017c); Kraftstoffverbrauch und FOM-Kosten gemäß dena (2018b) & eigene Abschätzung; Einheitliche Annahmen für alle Fahrzeugtypen: Zinssatz: 8,0 Prozent; durchschnittliche Fahrleistung: 75.000 km/a; Umwandlung: 12,5tkm/FZkm gemäß dena (2017c).

Busse (22 m): Diesel-, CNG- und BEV-Busse: Investitionshöhen gemäß Expertenbefragung; Kraftstoffverbrauch gemäß VCDB (2017) & dena (2018b); FOM-Kosten gemäß dena (2018b) & eigene Abschätzung; FCEV-Busse: Investitionskosten gemäß Expertenbefragung; Kraftstoffverbrauch gemäß Energie-Agentur.NRW (2016) & dena (2018b); FOM-Kosten gemäß dena (2018b) & eigene Abschätzung; Einheitliche Annahmen für alle Fahrzeugtypen: Zinssatz: 8,0 Prozent; durchschnittliche Fahrleistung: 43.000 km/a; Umwandlung: 23 Pkm/FZkm gemäß dena (2017c).

Schienenverkehr: Diesel- und FCEV-Züge: Investitionshöhen, FOM-Kosten, Kraftstoffverbrauch gemäß: Roland Berger (2017), Expertenbefragung & eigene Abschätzung; Einheitliche Annahmen für alle Fahrzeugtypen: Zinssatz: 8,0 Prozent; durchschnittliche Fahrleistung: 120.000 km/a; Umwandlung: 73 Pkm/FZkm gemäß dena (2017c).

Luftverkehr: Kraftstoffverbrauch gemäß dena (2018b).

Stahlproduktion: Herstellungskosten, Direktreduktion mit Wasserstoff gemäß HYBRIT (o.J.), Otto et al. (2017), Expertenbefragung & eigene Abschätzung.

Raffinerieprozesse: Herstellungskosten von Diesel mit grünem Wasserstoff gemäß ENCON & LBST (2018), MWV (2018), Expertenbefragung & eigene Abschätzung.

Chemikalien: Herstellungskosten von synth. Chemikalien gemäß ISPT (2017), DECHEMA (2017), Fz Jülich (2015), Expertenbefragung & eigene Abschätzung.

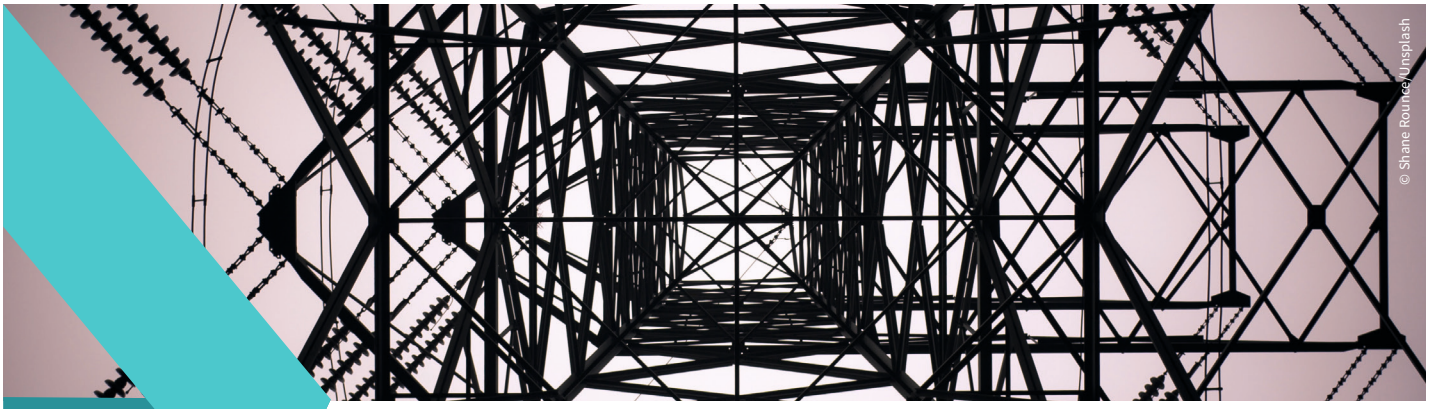
Literaturverzeichnis

Agentur für Erneuerbare Energien (2017): RENEWS KOMPAKT Nr. 38 / 23.06.2017, Erneuerbare Energie für die Industrie. **Agora Verkehrswende, Agora Energiewende & Frontier Economics (2018):** Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe. **Alstom (2017):** Wasserstoff auf der Schiene - Der Coradia iLint und sein geplanter Einsatz auf oberleitungsfreien Strecken in Deutschland. **Ausfelder et al. (2017):** Sektorkopplung – Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft. **Bertau et al. (2014):** Methanol: The Basic Chemical and Energy Feedstock of the Future : Asinger's Vision Today. **Biedermann, Kolb (2014):** Faktenblatt Power to Heat. **Brandt, Breisig, Claudy et al. (2015):** Energiewende-Outlook: Kurzstudie Verkehr. **Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) (2016):** Klimaschutzplan 2050. **Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) (2017):** Klimaschutz in Zahlen. **Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) (2014):** Berechnung des Energieverbrauchs und der Treibhausgasemissionen des ÖPNV. **Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) (2016):** Biokerosin und EE-Kerosin für die Luftfahrt der Zukunft – von der Theorie zum Pilotvorhaben. **Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) (2018):** Energie auf neuen Wegen - Aktuelles zur Weiterentwicklung der Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie der Bundesregierung. **Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2014):** Sanierungsbedarf im Gebäudebestand. **Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2018):** Energiedaten – Zahlen und Fakten. **Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) (2018a):** BDEW-Strompreisanalyse Januar 2018 - Haushalte und Industrie. **Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) (2018b):** Investitionen der deutschen Gaswirtschaft. **Bus-Fahrt (2017a):** Bonner Runde. Vergleichstest Elektrobusse. **Bus-Fahrt (2017b):** Erdgas statt Diesel. Testbericht Mercedes-Benz Citaro NGT. **Daimler (2009):** Zukunft wird Gegenwart: Weltpremiere für den Mercedes-Benz Citaro FuelCELL-Hybrid. **Daimler (2018):** Mercedes-Benz Citaro mit vollelektrischem Antrieb: Lokal emissionsfrei und fast geräuschlos durch die City. **Deutsche Energie-Agentur (dena) (2016a):** Potenzialatlas Power to Gas. **Deutsche Energie-Agentur (dena) (2016b):** Gebäudereport - Statistiken und Analysen zur Energieeffizienz im Gebäudebestand 2016. **Deutsche Energie-Agentur (dena) (2017a):** Roadmap Power to Gas. **Deutsche Energie-Agentur (dena) (2017b):** Gebäudestudie - Szenarien für eine marktwirtschaftliche Klima- und Ressourcenschutzpolitik 2050 im Gebäudesektor. **Deutsche Energie-Agentur (dena) (2017c):** «E-FUELS» STUDY: The potential of electricity-based fuels for low-emission transport in the EU. **Deutsche Energie-Agentur (dena) (2018a):** Gebäudereport kompakt - Statistiken und Analysen zur Energieeffizienz im Gebäudebestand 2018. **Deutsche Energie-Agentur (dena) (2018b):** dena-Leitstudie Integrierte Energiewende. **Deutscher Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verband (DWV) (2018):** Power-to-Gas: erst langfristig eine nachhaltige Option? Oder müssen wir sofort anfangen? **Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) (2017):** Erneuerbare Energien für Prozesswärme aus Sicht der Wissenschaft. **ENCON.Europe GmbH (ENCON) & Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST) (2018):** Potentialatlas für Wasserstoff - Analyse des Marktpotentials für Wasserstoff, der mit erneuerbaren Strom hergestellt wird, im Raffineriesektor und im zukünftigen Mobilitätssektor. **Energate GmbH (2018):** Power-to-Gas - Stahlhütten entdecken grünen Wasserstoff. **EnergieAgentur.NRW (2016):** E-Busse mit Brennstoffzelle –Europäische Markteinführungsinitiative. **Energy Information Administration (eia U.S.) (2018):** Petroleum & Other Liquids, Spot Prices. **European Energy Exchange (eex) (2018):** EU Emission Allowances. **Evonik Industries AG (Evonik) (o.J.):** Künstliche Photosynthese. **Forschungszentrum Jülich (Fz Jülich) (2012):** CO_2-Abscheidung, -Speicherung und -Nutzung: Technische, wirtschaftliche, umweltseitige und gesellschaftliche Perspektive. **Forschungszentrum Jülich (Fz Jülich) (2014):** Situation der Stahlindustrie vor dem Hintergrund der Anwendung von Effizienzmaßnahmen. **Forschungszentrum Jülich (Fz Jülich (2015):** Chemische, verfahrenstechnische und ökonomische Bewertung von Kohlendioxid als Rohstoff in der chemischen Industrie. **Fraunhofer IFAM (2014):** Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014. **Frontier Economics (2018):** Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe (Agora Verkehrswende & Agora Energiewende, 129/04-S-2018/DE). **Ganley et al. (2007):** Ammonia -A Sustainable, Emission-Free Fuel. **Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie (DECHEMA) (2017):** Technology Study- Low carbon energy and feedstock for the European chemical industry. **HYBRIT (o.J.):** Summary of findings from HYBRIT Pre-Feasibility Study 2016–2017. **Institut für Ressourceneffizienz und Energiestrategien (IREES) (2018**): Prozessemissionen in der deutschen Industrie und ihre Bedeutung für die nationalen Klimaschutzziele. **Institute for Sustainable Process Technology (ISPT) (2017):** Power to Ammonia - Feasibility study for the value chains and business cases to produce CO_2-free ammonia suitable for various market applications. **International Council of Chemical Associations (ICCA) (2009):** Innovations for Greenhouse Gas Reductions: A Life-Cycle Quantification of Carbon Abatement. **International Air Transport Association (IATA) (2012):** Policy - Climate Change. **International Transport Forum (ITF) (2015):** The Carbon Footprint of Global Trade – Tackling Emissions from International Freight Transport. **Kraftfahrt Bundesamt (2017):** Fahrzeugzulassungen (FZ) 13 - Bestand an Kraftfahrzeugen nach Umwelt-Merkmalen. **Ludwig-Bölkow-Systemtechnik (LBST) & Bauhaus Luftfahrt (BHL) (2016):** Power-to-Liquids - Potentials and perspectives for the future supply of renewable aviation fuel (UBA, ISSN: 2363-829X). **Ludwig-Bölkow-Systemtechnik (LBST) (2017):** Sektorenkopplung - Die Rolle von Wasserstoff als Begleiter des Stromsystems, Seminar „Erneuerbare Energien", Hochschule Karlsruhe Technik und Wirtschaft, 28.06.2017. **Lutzenberger, Gutmann (2012):** Geräuschemissionen europäischer Schienenfahrzeuge, Datenerhebung und Bewertung. **Mercedes-Benz (2012):** Die finalen Ergebnisse im Detail. Der Citaro Euro VI: 8,5 Prozent sparsamer. **Mineralölwirtschaftsverband (MWV) (2016):** Raffinerien und Pipelines in Deutschland. **Mineralölwirtschaftsverband (MWV) (2018):** Preiszusammensetzung, Dieselkraftstoff. **Nationale Organisation Wasserstoff und Brennstoffzellentechnologie (NOW) (2016) (Hrsg.):** Auf dem Weg zur Emissionsfreiheit im Zugverkehr - Wasserstoff-Infrastruktur für die Schiene Fahrplan für den Einsatz von Brennstoffzellentriebwagen in Deutschland. **Öko-Institut (2012):** Potenziale und Chancen der Technologie zur CO_2 -Abtrennung und Ablagerung (CCS) für industrielle Prozessemissionen. **Otto et al. (2017): Power-to-Steel:** Reducing CO_2 through the Integration of Renewable Energy and Hydrogen into the German Steel Industry, in: Energies 2017, 10(4), 451. **Roland Berger (2017):** Fuel Cells and Hydrogen Applications for Regions and Cities Vol 1 (Fuel Cells and Hydrogen 2 Joint Undertaking, FCH JU 2017 D4259) **Salzgitter AG (2018):** SALCOS - Salzgitter Initiative zur CO_2-Reduzierung bei der Stahlherstellung der Zukunft. **Salzgitter AG (o.J.):** SALCOS – Low Carbon Steel Making. **Shell Deutschland (2016):** Nutzfahrzeug-Studie – Diesel oder alternative Antriebe – Womit fahren LKW und Bus morgen? **Shell Deutschland (2017):** Wasserstoff-Studie - Energie der Zukunft? Nachhaltige Mobilität durch Brennstoffzelle und H2. **Shell Deutschland (o.J.):** Wie eine Raffinerie funktioniert. **Statistisches Bundesamt (2017):** Statistisches Jahrbuch 2017, Wohnen. **The Boston Consulting Group (BCG) & Prognos (2018):** Klimapfade für Deutschland. **Umweltbundesamt (UBA) (2012):** Daten zum Verkehr. **Umweltbundesamt (UBA) (2014):** Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050. **Umweltbundesamt (UBA), Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt), (2014):** Emissionshandel in Zahlen. **Umweltbundesamt (UBA) (2016a):** Integration von Power to Gas/Power to Liquid in den laufenden Transformationsprozess. **Umweltbundesamt (UBA) (2016b):** Klimaschutzbeitrag des Verkehrs bis 2050. **Umweltbundesamt (UBA) (2017):** Emissionen des Verkehrs. **Umweltbundesamt (UBA), Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt), (2017):** Der Europäische Emissionshandel. **Umweltbundesamt (UBA), Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt), (2018):** Emissions Trading in Aviation. **Umweltbundesamt (UBA) (2018):** Treibhausgas-Emissionen in der Europäischen Union. **VCDB (2017):** Herausforderungen beim Betrieb mit elektrisch betriebenen Bussen. **VDE (2015):** Wärmeversorgung in flexiblen Energieversorgungssystemen mit hohen Anteilen an erneuerbaren Energien. **Verband der Chemischen Industrie e.V. (VCI) (2017):** Chemiewirtschaft in Zahlen 2017. **Verband der Chemischen Industrie e.V. (VCI) (2018):** Daten und Fakten - Rohstoffbasis der chemischen Industrie. **Wirtschaftsvereinigung Stahl (o.J.):** Rohstahlerzeugung im Elektrolichtbogenofen. **Wittenbrink (2015):** Green Logistics, Konzept, aktuelle Entwicklungen und Handlungsfelder zur Emissionsreduktion im Transportbereich, Gabler Verlag. **Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) (2004):** Gewinnung von Methanol aus Biomasse.

Rechtstexte

Eisenbahnregulierungsgesetz (ERegG) vom 29. August 2016 (BGBl. I S. 2082). Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2017) vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 17. Juli 2017 (BGBl. I S. 2532) geändert worden ist. Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz - KWKG) vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2498), das zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 17. Juli 2017 (BGBl. I S. 2532) geändert worden ist. Gesetz über den Handel mit Berechtigungen zur Emission von Treibhausgasen (Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz - TEHG) vom 21. Juli 2011 (BGBl. I S. 1475), das zuletzt durch Artikel 11 Absatz 12 des Gesetzes vom 18. Juli 2017 (BGBl. I S. 2745) geändert worden ist. Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG) vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 2 Absatz 6 des Gesetzes vom 20. Juli 2017 (BGBl. I S. 2808, 2018 I 472) geändert worden ist. Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge (Bundes-Immissionsschutzgesetz - BImSchG) in der Fassung der Bekanntmachung vom 17. Mai 2013 (BGBl. I S. 1274), das zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 18. Juli 2017 (BGBl. I S. 2771) geändert worden ist. Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz - EEWärmeG) vom 7. August 2008 (BGBl. I S. 1658), das zuletzt durch Artikel 9 des Gesetzes vom 20. Oktober 2015 (BGBl. I S. 1722) geändert worden ist. Gesetz zur Nutzung erneuerbarer Wärmeenergie in Baden-Württemberg (Erneuerbare-Wärme-Gesetz - EWärmeG) vom 17. März 2015 (GBl. 2015, 151). Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council setting CO_2 emission performance standards for new heavy-duty vehicles, 17.5.2018, COM(2018) 284 final. Referentenentwurf des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie und des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit - Gesetz zur Einsparung von Energie und zur Nutzung Erneuerbarer Energien zur Wärme- und Kälteerzeugung in Gebäuden (Gebäudeenergiegesetz - GEG) vom 23.01.2017. Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates (ABl. L 275 vom 25.10.2003, S. 32), die zuletzt durch die Richtlinie 2009/29/EG (ABl. L 140 vom 5.6.2009, S. 63) geändert worden ist (Emissionshandelsrichtlinie). Richtlinie 2009/33/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 über die Förderung sauberer und energieeffizienter Straßenfahrzeuge. Richtlinie 2014/94/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 22. Oktober 2014 über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe (Infrastruktur-für-alternative-Kraftstoffe-RL - AFI-Richtlinie - Alternative Fuels Infrastructure Directive). Richtlinie (EU) 2015/652 zur Festlegung von Berechnungsverfahren und Berichterstattungspflichten gem. der RL 98/70/EG über die Qualität von Otto- und Dieselkraftstoffen (Kraftstoffqualitätsrichtlinie). Richtlinie (EU) 2015/652 des Rates vom 20. April 2015 zur Festlegung von Berechnungsverfahren und Berichterstattungspflichten gem. der RL 98/70/EG über die Qualität von Otto- und Dieselkraftstoffen. Siebenunddreißigste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung zur Anrechnung von strombasierten Kraftstoffen und mitverarbeiteten biogenen Ölen auf die Treibhausgasquote) (37. BImSchV) vom 15. Mai 2017 (BGBl. I S. 1195). Stromsteuergesetz (StromStG) vom 24. März 1999 (BGBl. I S. 378; 2000 I S. 147), das zuletzt durch Artikel 4 des Gesetzes vom 27. August 2017 (BGBl. I S. 3299; 2018 I 126) geändert worden ist. Verordnung (EG) Nr. 443/2009 des europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Festsetzung von Emissionsnormen für neue Personenkraftwagen im Rahmen des Gesamtkonzepts der Gemeinschaft zur Verringerung der CO_2-Emissionen von Personenkraftwagen und leichten Nutzfahrzeugen in der Fassung der delegierten Verordnung (EU) der Kommission vom 31. Oktober 2014 (THG-Flottenemissionen-PKW und leichte NFZ-VO). Verordnung (EU) Nr. 582/2011 der Kommission vom 25. Mai 2011 zur Durchführung und Änderung der Verordnung (EG) Nr. 595/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates hinsichtlich der Emissionen von schweren Nutzfahrzeugen (Euro VI) und zur Änderung der Anhänge I und III der Richtlinie 2007/46/EG des Europäischen Parlaments und des Rates. Verordnung (EU) 2017/2400 der Kommission vom 12. Dezember 2017 zur Durchführung der Verordnung (EG) Nr. 595/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates hinsichtlich der Bestimmung der CO_2-Emissionen und des Kraftstoffverbrauchs von schweren Nutzfahrzeugen sowie zur Änderung der Richtlinie 2007/46/EG des Europäischen Parlaments und des Rates sowie der Verordnung (EU) Nr. 582/2011 der Kommission. Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung - GasNZV) vom 3. September 2010 (BGBl. I S. 1261), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 11. August 2017 (BGBl. I S. 3194) geändert worden ist. Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung - StromNEV) vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), die zuletzt durch Artikel 4 des Gesetzes vom 17. Juli 2017 (BGBl. I S. 2503) geändert worden ist. Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzentgeltverordnung – GasNEV) vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2197), die zuletzt durch Artikel 118 des Gesetzes vom 29. März 2017 (BGBl. I S. 626) geändert worden ist. Verordnung über die Vergabe öffentlicher Aufträge (Vergabeverordnung - VgV) vom 12. April 2016 (BGBl. I S. 624), die durch Artikel 8 des Gesetzes vom 18. Juli 2017 (BGBl. I S. 2745) geändert worden ist. Verordnung über Konzessionsabgaben für Strom und Gas (Konzessionsabgabenverordnung - KAV) vom 9. Januar 1992 (BGBl. I S. 12, 407), die zuletzt durch Artikel 3 Absatz 4 der Verordnung vom 1. November 2006 (BGBl. I S. 2477) geändert worden ist. Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (Verordnung zu abschaltbaren Lasten - AbLaV) vom 16. August 2016 (BGBl. I S. 1984), die zuletzt durch Artikel 9 des Gesetzes vom 22. Dezember 2016 (BGBl. I S. 3106) geändert worden ist. Verordnung zur Ausführung der Erneuerbare-Energien-Verordnung (Erneuerbare-Energien-Ausführungsverordnung - EEAV) vom 22. Februar 2010 (BGBl. I S. 134), die zuletzt durch Artikel 4 der Verordnung vom 10. August 2017 (BGBl. I S. 3102) geändert worden ist. Verordnung zur Schaffung eines rechtlichen Rahmens zur Sammlung von Erfahrungen im Förderprogramm „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende" (SINTEG-Verordnung - SINTEG-V) vom 14. Juni 2017 (BGBl. I S. 1653). Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Richtlinie 2009/33/EG über die Förderung sauberer und energieeffizienter Straßenfahrzeuge vom 8.11.2017, COM(2017) 653 final.

dena
Deutsche Energie-Agentur


© Shane Rounce/Unsplash

Strategieplattform Power to Gas

Power to X: Strombezug

PtX-Anlagen, die zur Sektorkopplung und CO_2-Minderung sowohl des Energiesystems als auch der Verbrauchssektoren beitragen sollen, benötigen Strom aus erneuerbaren Energien (EE-Strom).

Hohe Strombezugskosten, bedingt durch eine hohe Abgaben- und Umlagelast sowie begrenzte Möglichkeiten zur bilanziellen Weitergabe der „grünen" Eigenschaft des EE-Stroms an die PtX-Produkte (Power Fuels), erschweren derzeit den Marktzugang von PtX.[1] Die Höhe der Abgaben und Umlagen sowie die Möglichkeit zur Weitergabe der „grünen" Eigenschaft des EE-Stroms variieren zwischen den jeweiligen Strombezugsoptionen. Bei Strombezug per Direktleitung ist nach derzeitiger Rechtslage eine Reduktion der Abgaben und Umlagen sowie die Weitergabe der „grünen" Eigenschaft des EE-Stroms zur Erzeugung von beispielsweise „grünem" Gas teilweise möglich. Bei Netzstrombezug ist zwar im Einzelfall eine geringe Reduktion der Abgaben und Umlagen denkbar, es fehlt jedoch die Möglichkeit der bilanziellen Weitergabe der „grünen" Eigenschaft an das PtX-Produkt. Der Sonderfall des Bezugs von netz- oder marktseitig nicht-integrierbarer Strommengen wird bisher im Allgemeinen nicht belohnt. Es gibt jedoch erste Ansätze, daran Nebenkostenreduzierungen zu knüpfen und ihn bilanziell als „grünen" Strom zu behandeln (vgl. z. B. SINTEG-V, 37. BImschV).

Strom hat derzeit eine höhere Abgabenlast zu tragen als andere Energieträger. Dies führt zu hohen Betriebskosten für PtX-Anlagen.

Bestehende Abgabenbefreiungen sind auf PtX-Anlagen oft nicht anwendbar.*

Strombezugsoptionen

Strom aus einer Direktleitung
EE-Strombezug aus einer EE-Erzeugungsanlage per Direktleitung ohne Netznutzung:
- Die Erzeugungsanlage kann dabei durch einen Dritten in unmittelbarer räumlicher Nähe betrieben werden. In diesem Fall erfolgt eine Lieferung an Dritte per Direktleitung.
- Bei Personenidentität des Betreibers kann der Strom im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit der Erzeugungsanlage durch die PtX-Anlage zeitgleich selbst verbraucht werden. In diesem Fall liegt Eigenversorgung vor. Ein theoretisch möglicher Unterfall der Eigenversorgung ist die Stromautarkie, bei der gar kein Netzanschluss besteht.

Netzstrom mit Herkunftsnachweisen
Netzstrombezug meint den Bezug von bilanziellen EE-Strommengen aus dem Netz der allgemeinen Versorgung mit Herkunftsnachweisen ohne Weitergabe der „grünen" Eigenschaft. Derzeit kann über Herkunftsnachweise nach § 79 EEG 2017 nur die Stromkennzeichnung aus EE auf der Stromrechnung erfolgen; eine bilanzielle Weitergabe der „grünen" Eigenschaft an die Power Fuels ist nicht möglich.

Nicht-integrierbarer EE-Strom
Nicht-integrierbarer EE-Strom meint EE-Strom, der netz- oder marktseitig nicht integrierbar ist, beispielsweise zu Zeiten von Netzengpässen oder negativen Preisen. Regulatorisch sind eine Reduktion der Stromnebenkosten und die Weitergabe der „grünen" Eigenschaft derzeit nur eingeschränkt möglich, etwa im Rahmen von § 27a S. 2 Nr. 4 und 5 EEG 2017, der SINTEG-V[2] oder der 37. BImschV[3].

* Beispiele: Die Reduzierung der EEG-Umlage nach § 61k EEG 2017 (Speicherprivileg) greift nur bei Rückverstromung; eine Befreiung von der Stromsteuer für Elektrolyseure nach § 9a Abs. 1 Nr. 1 StromStG kommt nur für Unternehmen des produzierenden Gewerbes in Betracht; die Eigenversorgungsprivilegien nach §§ 61-61e EEG 2017 greifen grds. nicht für Anlagen, die an Ausschreibungen teilnehmen, § 27a EEG 2017.

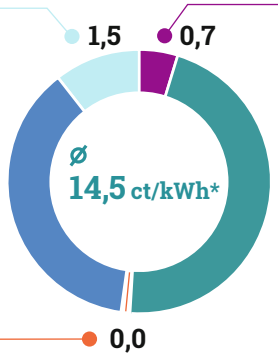
Strompreisbestandteile für Elektrolyseure (100 % EE-Strom)

PtX-Anlagen gelten als Letztverbraucher[4] und haben daher grundsätzlich alle Stromnebenkosten zu tragen.

Stromsteuer[5]
Verbrauchsteuer auf die bezogene Strommenge[6]

EE-Erzeugungskosten
Hier getroffene Annahme: Stromgestehungskosten für Windenergieanlagen an Land (Prognose 2020)[7]

Netzentgelte[8]
Elektrolyseure sind nach § 118 Abs. 6 S. 7 EnWG für 20 Jahre von den Entgelten für die Nutzung des Stromnetzes befreit.

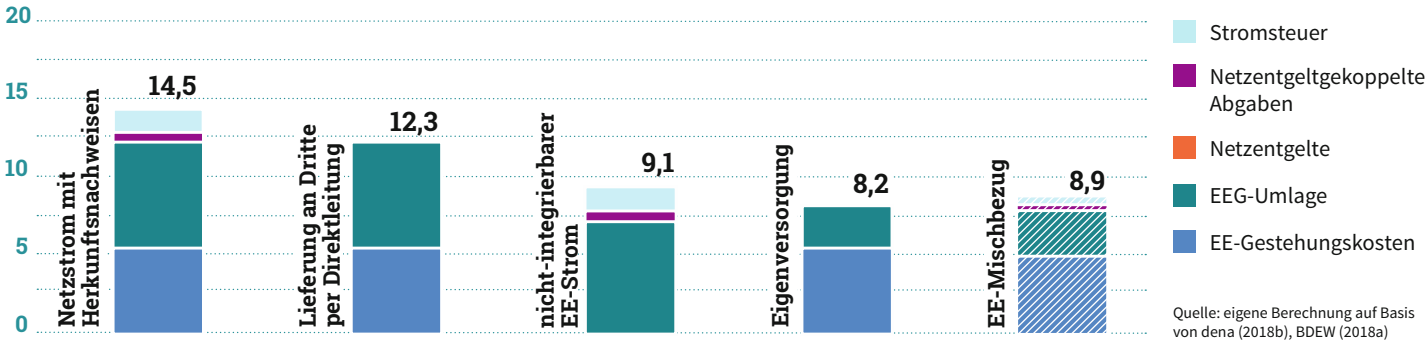


Netzentgeltgekoppelte Abgaben
KWKG-Umlage[9], 0,29 ct/kWh
Konzessionsabgabe[10], 0,11 ct/kWh
§ 19 StromNEV-Umlage[11], 0,25 ct/kWh
Offshore-Haftungsumlage[12], -0,002 ct/kWh
Abschaltbare-Lasten-Umlage[13], 0,006 ct/kWh

EEG-Umlage
Dient der Finanzierung der Förderung der Stromerzeugung aus EE. Die Finanzierung erfolgt derzeit rein innerhalb des Stromsektors.

* beispielhafter Strompreis für mittelständische Industrie mit 160.000 bis 20 Mio. kWh/a, ohne Umsatzsteuer; eigene Berechnung auf Basis von dena (2018b), BDEW (2018a).

Beispielhafte EE-Strompreise der Strombezugsoptionen für Elektrolyseure in ct/kWh



Quelle: eigene Berechnung auf Basis von dena (2018b), BDEW (2018a)

Netzstrom mit Herkunftsnachweisen

Bei Bezug von Netzstrom mit Herkunftsnachweisen[14] greift für Elektrolyseure die Netzentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 S. 7 EnWG, die auf 20 Jahre ab Inbetriebnahme befristet ist. Sie gilt jedoch nicht für die netzentgeltgekoppelten Abgaben.[15] Andere Netzentgeltreduzierungstatbestände für PtX-Anlagen finden sich in § 19 Abs. 2 StromNEV und § 14a EnWG.[16] Die EEG-Umlage ist grundsätzlich in voller Höhe zu entrichten.[17] Für Unternehmen des produzierenden Gewerbes kommt für die Elektrolyse eine Stromsteuererstattung nach § 9a Abs. 1 Nr. 1 StromStG in Betracht.[18]

Lieferung an Dritte per Direktleitung

Beim EE-Strombezug per Direktleitung fallen weder Netzentgelte noch netzentgeltgekoppelte Abgaben an. Strom aus „grünen“ Netzen oder Leitungen ist darüber hinaus nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG von der Stromsteuer befreit. Die EEG-Umlage ist jedoch in voller Höhe zu entrichten.

Nicht-integrierbarer EE-Strom

Für den Sonderfall, dass nicht-integrierbarer Strom bezogen wird, werden keine Kosten für die Beschaffung angenommen (Strompreis ist null oder negativ[19]). Welche Stromnebenkosten in diesem Fall entstehen und welche Privilegierungs- oder Befreiungstatbestände greifen, hängt maßgeblich vom jeweiligen Einzelfall ab. Vorliegend wurde bei Netzstrombezug lediglich die befristete Netzentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 S. 7 EnWG angenommen, da dies noch der geltende Standardfall ist. Diese gilt jedoch nicht für die netzentgeltgekoppelten Abgaben.

Eigenversorgung

Beim EE-Strombezug per Direktleitung fallen weder Netzentgelte, noch netzentgeltgekoppelte Abgaben oder Stromsteuer an. Bei Eigenversorgung kommt darüber hinaus eine teilweise oder vollständige Befreiung von der EEG-Umlage nach §§ 61-61e EEG 2017 in Betracht.[20] Allerdings gelten die Eigenversorgungsregelungen für Betreiber von EE-Erzeugungsanlagen im Ausschreibungssystem grundsätzlich nicht (vgl. § 27a EEG 2017).

Beispielhafter EE-Strompreis bei Mischbezug

Die PtX-Anlage kann grundsätzlich verschiedene Strombezugsoptionen kombinieren (z. B. Direktleitung und Netzstrom). Daher wurde zum Vergleich ein fiktiver Strombezugspreis als Kombination aus ⅔ Eigenversorgung und ⅓ Netzstrom angenommen. In diesem Fall kann jedoch die „grüne“ Eigenschaft des Stroms grundsätzlich nicht an die Power Fuels weitergegeben werden.

1 Die Frage der Weitergabe der „grünen“ Eigenschaft an die Power Fuels wird im Factsheet Mantelbogen näher erläutert. **2** Regulatorische Ansätze für eine umfassende Stromnebenkostenbefreiung bzw. -reduzierung existieren bereits in der SINTEG-V für „Anlagen zur Umwandlung von elektrischer Energie in andere Energieträger“, vgl. § 8. **3** Anrechenbarkeit auf die Kraftstoffquoten bei EE-Strombezug, § 3 Abs. 2 S. 3 37. BImschV. **4** § 3 Nr. 25 EnWG, § 3 Nr. 33 EEG 2017. **5** Annahme ermäßigter Steuersatz: 1,54 ct/kWh (75 % des Regelsteuersatzes von 2,05 ct/kWh), BDEW (2018a). **6** § 3 StromStG. **7** dena (2018b). **8** Annahme für Industriekunden max. 3 ct/kWh, BDEW (2018b). **9** §§ 26 ff. KWKG. **10** § 2 KAV. **11** § 19 Abs. 2 S. 15 StromNEV. **12** § 17f Abs. 7 EnWG, wegen Nachverrechnung in 2017 negativ. **13** § 18 Abs. 1 AbLaV. **14** Der Preis für Herkunftsnachweise wurde hier in den EE-Strompreis eingepreist. **15** Vgl. BGH-Beschluss v. 20.06.2017 - EnVR 40/16. **16** Grds. kommt ein um bis zu 80 % reduziertes individuelles Netzentgelt nach § 19 Abs. 2 StromNEV für atypische oder intensive Netznutzung in Betracht, dies ist für PtX-Anlagen allerdings wohl nicht umsetzbar (z. B. hoher Verbrauch von 10 GWh nötig, flexible Fahrweise steht entgegen). Darüber hinaus kann das reduzierte Netzentgelt nach § 14a EnWG für „steuerbare Verbrauchseinrichtungen“ greifen. Ob PtX-Anlagen unter den Begriff „steuerbare Verbrauchseinrichtungen“ subsumiert werden können, ist strittig. Er umfasst nichtstationäre Speicher, wie E-Mobile. In der Praxis werden bspw. Fußbodenheizungen als steuerbare Verbrauchseinrichtungen eingeordnet. Unterstellt, § 14a EnWG ist auf stationäre Energiespeicher (vgl. § 118 Abs. 6 S. 1 EnWG) anwendbar, eignet er sich für für PtX-Anlagen aufgrund der Anknüpfung an die Niederspannungsebene nicht, da diese typischerweise auf Mittelspannungsebene angeschlossen sind. **17** Eine Reduzierung um bis zu 20 % für bestimmte stromkostenintensive Unternehmen nach der Besonderen Ausgleichsregelung der §§ 63, 64 EEG 2017 ist für die meisten PtX-Anlagen nicht anwendbar (Mindeststromabnahme 1 GWh; greift nur bei Herstellung von Industriegasen). **18** Es wird unterschiedlich beurteilt, ob PtX-Anlagen als Unternehmen des produzierenden Gewerbes angesehen werden. **19** vgl. § 6 Abs. 2 Nr. 2 SINTEG-V. **20** Annahme hier: Reduzierung auf 40 % für den Fall der §§ 61 Abs. 1 Nr. 1, Abs. 2, 61b Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017; vollständiges Entfallen bei Stromautarkie und Inselsystemen (§§ 61 Abs. 1 Nr. 1, Abs. 2, 61a Nr. 2 oder 3 EEG 2017).

Herausgeber: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Chausseestr. 128 a, 10115 Berlin, Tel.: +49 (0)30 66 777-0 **Konzeption:** BBHC, dena, IKEM **Gestaltung:** Ellery Studio **Druck:** Ruksaldruck GmbH & Co. KG **Stand:** 08/2018

dena
Deutsche Energie-Agentur

© Andrei Merkulov/123rf

Strategieplattform Power to Gas

Power to X: Technologien

Durch den Einsatz von PtX-Technologien[1] kann Strom aus erneuerbaren Energien (EE-Strom) für die Herstellung CO_2-armer synthetischer Energieträger (Power Fuels) und chemischer Grundstoffe genutzt werden.

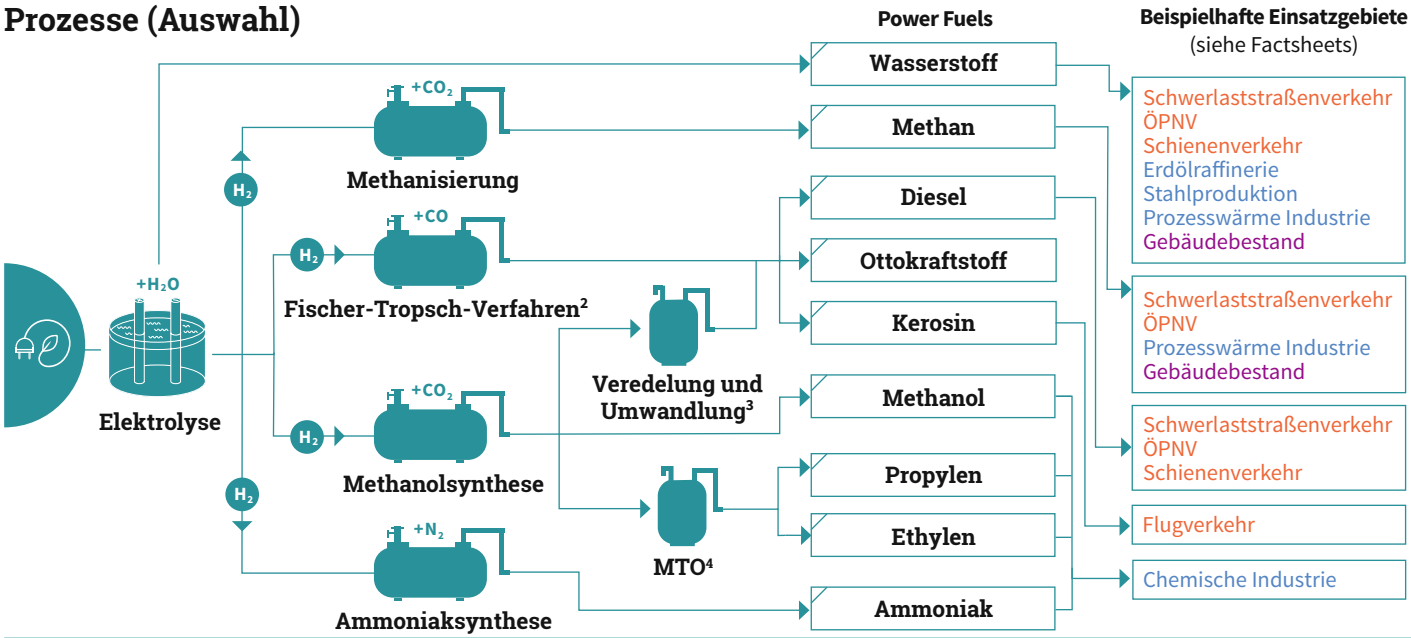
Ausgangspunkt der betrachteten PtX-Technologien ist die elektrolytische Herstellung von Wasserstoff durch den Einsatz von EE-Strom. Der Wasserstoff kann anschließend direkt verwendet oder gespeichert werden. Um weitere Anwendungsgebiete zu erschließen, kann der gewonnene Wasserstoff unter Zuhilfenahme anderer Gase wie CO_2 und Stickstoff (N_2) in zusätzlichen Prozessen weiterverarbeitet werden.

Ein Vorteil der weiterverarbeiteten Power Fuels ist, dass diese zum Teil über bereits vorhandene Infrastrukturen wie Gasnetze und Tankstellen oder in der chemischen Industrie direkt genutzt werden können. Für die Gewinnung des benötigten CO_2 stehen mehrere Möglichkeiten zur Verfügung. In Frage kommt zum einen die Abscheidung aus konzentrierten Quellen, wie der Aufbereitung von Biogas oder aus Industrieprozessen. Zum anderen kann CO_2 direkt aus der Atmosphäre gewonnen werden, wodurch ein direkter CO_2-Kreislauf entstehen würde. Da N_2 einer der Hauptbestandteile der atmosphärischen Luft ist, kann N_2 direkt aus der Luft durch eine Luftzerlegungsanlage gewonnen werden.

PtX-Technologien sind technisch erprobt und verfügbar.

Die Kosten für PtX-Technologien werden durch eine Marktentwicklung und resultierende Lern- und Skaleneffekte in der Zukunft noch deutlich sinken.

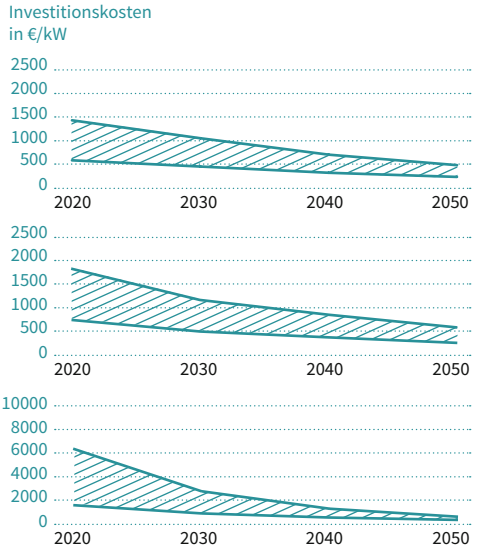
Prozesse (Auswahl)



1 Power to X beinhaltet: Power to Gas (Wasserstoff und synth. Methan), Power to Liquid (synth. Diesel, Ottokraftstoff, Kerosin) und Power to Chemicals (Chemikalien). Power to Heat und Power to Mobility sind hier nicht inkludiert.
2 Beinhaltet: Fischer-Tropsch-Synthese, Hydrocracken, Isomerisierung und Destillation. 3 Beinhaltet: DME/OME-Synthese, Olefin-Synthese, Oligomerisierung und Hydrotrating. 4 Methanol-zu-Olefinen-Verfahren.

Elektrolyse

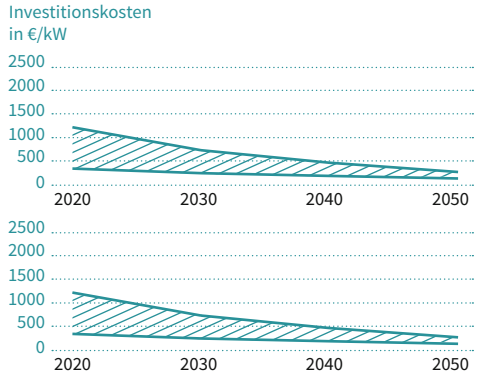
Die Wasserstoffelektrolyse bezeichnet die Aufspaltung von Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff durch den Einsatz von elektrischer Energie. Sie kann sowohl als Niedrigtemperatur- als auch als Hochtemperaturverfahren durchgeführt werden. Bislang werden überwiegend bereits weit entwickelte Verfahren mit niedrigen Temperaturen wie die alkalische Elektrolyse oder die Elektrolyse über Protonen-Austausch-Membranen (engl. „PEM“) eingesetzt. Hochtemperaturverfahren könnten zukünftig an Bedeutung gewinnen. Bei der Festoxid-Elektrolyse (engl. „SOEC“) als Hochtemperaturelektrolyse ist eine hohe Effizienz und damit eine Reduzierung des Strombedarfs der Elektrolyse erreichbar, da die Abwärme anderer Prozesse wie der Methanisierung, der Methanolsynthese oder des Fischer-Tropsch-Verfahrens genutzt werden kann.



Quelle: dena (2017a), dena (2018b)

Methanisierung

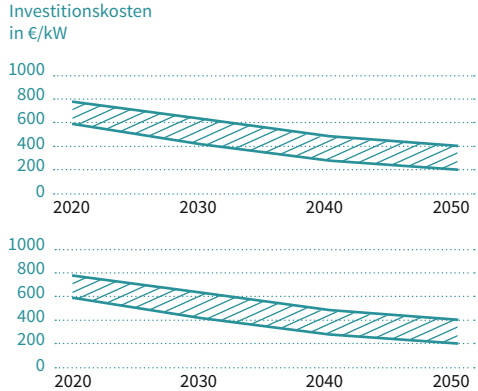
Beim Prozess der Methanisierung wird Wasserstoff durch den zusätzlichen Einsatz von Kohlendioxid zu Methan weiterverarbeitet. Die katalytische Methanisierung benötigt einen Katalysator auf der Basis von Nickel und wird bereits kommerziell eingesetzt. Zudem kann auch eine biologische Methanisierung unter Einsatz von Mikroorganismen erfolgen.



Quelle: dena (2017a), dena (2018b), Expertenbefragung

Methanolsynthese und Fischer-Tropsch-Verfahren

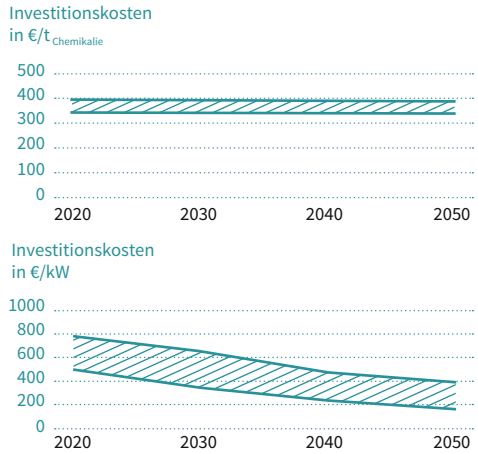
Synthetische Flüssigkraftstoffe können entweder durch Methanol- oder Fischer-Tropsch-Synthese hergestellt werden. Bei der Methanolsynthese wird in einem ersten Schritt Methanol aus Wasserstoff und Kohlendioxid oder Kohlenmonoxid (CO) erzeugt. Das Methanol kann entweder direkt verwendet oder in synthetische Flüssigkraftstoffe (Diesel, Benzin, Kerosin) umgewandelt werden. Bei der Herstellung via Fischer-Tropsch-Synthese wird aus Kohlenmonoxid und Wasserstoff ein Roh-Flüssigkraftstoff hergestellt, der anschließend raffiniert wird.



Quelle: Agora Verkehrswende, Agora Energiewende & Frontier Economics (2018), DECHEMA (2017), dena (2018b), LBST & BHL (2016)

Ammoniaksynthese, Methanolsynthese und MTO

Chemikalien, die derzeit aus fossilen Brennstoffen gewonnen werden, könnten künftig auch aus Wasserstoff und weitergehenden chemischen Synthesen erzeugt werden. Ammoniak lässt sich beispielsweise über die Ammoniaksynthese herstellen, bei welcher Wasserstoff und Stickstoff zu Ammoniak synthetisiert werden.
Im Falle von Olefin-Chemikalien kann synthetisches Methanol aus Wasserstoff und Kohlendioxid durch eine „Methanol-zu-Olefinen“-Reaktion (engl. „MTO“) in Ethylen und Propylen umgewandelt werden.



Quelle: DECHEMA (2017), LBST & BHL (2016), ISPT (2017)

5 Technology Readiness Level. **6** Beinhaltet: Methanolsynthese, DME/OME-Synthese, Olefin-Synthese, Oligomerisierung und Hydrotrating. **7** Beinhaltet: Fischer-Tropsch-Synthese, Hydrocracken, Isomerisierung und Destillation.

Herausgeber: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Chausseestr. 128 a, 10115 Berlin, Tel.: +49 (0)30 66 777-0 **Konzeption:** BBHC, dena, IKEM **Gestaltung:** Ellery Studio **Druck:** Ruksaldruck GmbH & Co. KG **Stand:** 08/2018

dena
Deutsche Energie-Agentur

Strategieplattform Power to Gas

Schwerlaststraßenverkehr

Power Fuels spielen im Schwerlaststraßenverkehr eine wesentliche Rolle zur Erreichung der CO_2-Minderungsziele.

Der Schwerlaststraßenverkehr[1] in Deutschland hat in den vergangenen Jahren stetig zugenommen und ist heute für knapp ein Viertel der verkehrsbedingten CO_2-Emissionen verantwortlich.[2] Bis 2030 wird ein weiterer Anstieg um rund 40 Prozent im Vergleich zu 2010 erwartet.[3] Die heutigen Lkw sind fast ausschließlich mit Dieselantrieben ausgestattet[4] und kurzfristig sind keine größeren Marktanteile für Fahrzeuge mit alternativen Antrieben zu erwarten. Da im Schwerlastverkehr keine weiteren substanziellen Effizienzsteigerungen der Antriebe erwartet werden, spielt hier für das Absenken der Emissionen die Umstellung auf alternative Antriebe und Kraftstoffe eine wesentliche Rolle.
Der Schwerlaststraßenverkehr ist geprägt von hohen Transportleistungen und großen Distanzen. In diesem Bereich sind daher zukünftig klimafreundliche Kraftstoffe mit einer hohen Energiedichte notwendig, die eine schnelle Betankung und große Reichweiten ermöglichen. Dazu gehören auch auf Basis von erneuerbaren Energien synthetisch erzeugte gasförmige oder flüssige Kraftstoffe (Power Fuels) wie Wasserstoff, synthetisches Methan (EE-CNG[5] und EE-LNG[6]) oder synthetischer Diesel. Obwohl die Elektromobilität, also BEV[7] und OH-Lkw[8], die derzeit theoretisch energieeffizienteste Antriebsmöglichkeit darstellt, sind zumindest BEV nach derzeitigem Stand der Technik insbesondere im Lkw-Fernverkehr kaum vorstellbar.[9]

39,7 Mio. t CO_2 wurden 2014 durch den Straßengüterverkehr emittiert; aufgrund der zunehmenden Verkehrsleistung steigen die CO_2-Emissionen des Verkehrs weiter an.[10]

40-42 % CO_2-Emissionen sollen bis 2030 gegenüber 1990 im Verkehrssektor eingespart werden.[11]

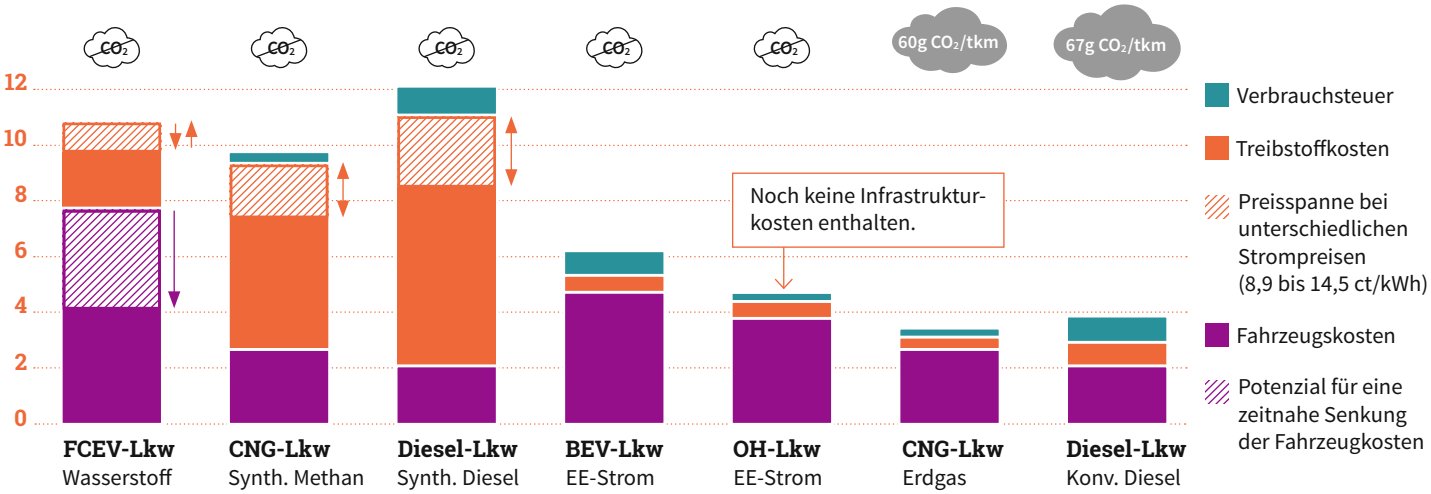
H_2 Wasserstoff
- ✓ Keine CO_2- und lokalen Schadstoffemissionen
- ✓ Hoher Wirkungsgrad der Brennstoffzelle
- ! Bisher kaum Versorgungs- und Tankstelleninfrastruktur

Synthetisches Methan
- ✓ Deutliche Reduktion von CO_2- und lokalen Schadstoffemissionen
- ✓ Nutzung vorhandener Fahrzeuge und Tankinfrastruktur zumindest bei (EE-)CNG; kurzfristiger Einsatz als Übergangstechnologie
- ! Tankstellennetz für (EE-)LNG noch nicht vorhanden

Synthetischer Diesel
- ✓ Nutzung vorhandener Motoren und Infrastruktur
- ✓ „Drop-in Fähigkeit“, kann (über Beimischung) sukzessive Diesel ersetzen
- ! Keine substanziellen Effizienzsteigerungen des Antriebs zu erwarten

Vollkosten der unterschiedlichen Antriebsarten, aktueller Stand in Deutschland[12] in ct/tkm

Bei den Wirtschaftlichkeitsberechnungen werden die Kosten des Fahrzeugs, der Kraftstoffbereitstellung, der Kraftstoffverbrauch des Antriebssystems und die Verbrauchsteuern betrachtet. Infrastrukturbezogene Kosten werden nicht berücksichtigt.



Die Tatsache, dass für CO_2-neutrale synthetische Energieträger, wie synth. Methan und synth. Diesel, die gleichen Energiesteuersätze gelten wie für fossiles Erdgas und fossilen Diesel, ist derzeit häufig Gegenstand von Diskussionen.

Vergleich: Technologie und Infrastruktur der unterschiedlichen Antriebsarten

	Technologiereife	Infrastruktur
FCEV-Lkw Wasserstoff	Erste Brennstoffzellen-Lkw bzw. FCEV (Fuel Cell Electric Vehicles)-Lkw werden bereits produziert; große Tankvolumina erforderlich; hoher System-Wirkungsgrad der Brennstoffzelle; große Kostensenkungen möglich	Kaum verfügbare Infrastruktur; neuartige Logistikverfahren wie LOHC[13] bzw. eine Verflüssigung analog zu LNG in Entwicklung
CNG/LNG-Lkw Synth. Methan	Hohe Technologiereife des Gasantriebs; Nutzung von CNG eher im Pkw-Bereich, LNG im Lkw-Bereich noch nicht verbreitet	CNG-Infrastruktur flächendeckend verfügbar; LNG noch nicht verbreitet
Diesel-Lkw Synth. Diesel	Weiternutzung bestehender und weitverbreiteter Technologie	Weiternutzung bestehender und weitverbreiteter Infrastruktur
BEV-Lkw EE-Strom	Batterieelektrische Lkw bzw. BEV (Battery Electric Vehicle)-Lkw befinden sich noch im Prototypenstadium; noch nicht geeignet für hohe Transportleistung und hohe Reichweiten; hohes Gewicht der Traktionsbatterie	Ladeinfrastruktur befindet sich noch im Aufbau
OH-Lkw EE-Strom	Oberleitungs-Hybrid-Lkw (OH-Lkw) befinden sich noch im Prototypenstadium	Kapitalintensiver Infrastrukturaufbau notwendig; flächendeckender Einsatz und grenzüberschreitender Verkehr problematisch

Rechtspolitischer Rahmen

Im Gegensatz zu Pkw und leichten Nutzfahrzeugen existieren für Lkw bisher keine CO_2-Grenzwerte für Neuwagen.[14] In der EU-Verordnung hinsichtlich der Emissionen von schweren Nutzfahrzeugen wurde jedoch ein Verfahren eingeführt, das erstmalig ab 2019 vergleichbare Informationen zu CO_2-Emissionen und Kraftstoffverbrauch für neu zugelassene Lkw liefern soll.[15] Als weiteren Schritt hat die EU-Kommission im Mai 2018 einen Vorschlag für die Einführung von verbindlichen CO_2-Emissionsgrenzen für schwere Nutzfahrzeuge vorgelegt.[16] Strombasierter Wasserstoff und Methan können unter bestimmten Voraussetzungen auf die für Kraftstoffhersteller geltenden Treibhausgasquoten im Sinne von §§ 37a ff. BImschG und 37. BImschV angerechnet werden.[17] Voraussetzung ist, dass der EE-Strom aus einer Direktleitung ohne Netzanschluss stammt oder die PtX-Anlage muss sich, wenn der Strom aus dem Netz entnommen wird, in einem sogenannten Netzausbaugebiet[18] (z. B. in küstennahen Windkraftgebieten) befinden und zusätzlich vom Übertragungsnetzbetreiber als zuschaltbare Last im Sinne von § 13 Abs. 6 EnWG kontrahiert werden.[19] Allerdings wurden bisher noch keine zuschaltbaren Lasten für PtX-Anlagen ausgeschrieben. Darüber hinaus kann Wasserstoff nur auf die Quote angerechnet werden, wenn er direkt in einer Brennstoffzelle eingesetzt wird; ein bilanzieller Transport über das Erdgasnetz ist bisher nicht möglich.[20]

Nach der sog. AFI-Richtlinie[21] müssen die Mitgliedsstaaten sicherstellen, dass eine angemessene Anzahl von öffentlich zugänglichen CNG- und LNG-Tankstellen eingerichtet wird.[22] Die Vorgaben bzgl. eines nationalen Strategierahmens für den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur sind dagegen lediglich fakultativ.[23]

1 D.h. Lkw über 12 Tonnen und Sattelzugmaschinen, Def. nach Kraftfahrt Bundesamt (2017). **2** 23,3 Prozent, siehe Brandt u.a. (2015). **3** BMVI (2018). **4** 95 Prozent, Shell (2016). **5** Gasförmig komprimiertes synth. Methan aus EE-Strom (CNG - compressed natural gas). **6** Verflüssigtes synth. Methan aus EE-Strom (LNG - liquefied natural gas). **7** Batterieelektrisches Fahrzeug (Battery Electric Vehicle). **8** Oberleitungs-Hybrid-Lkw. **9** Technische Einschränkungen, z. B. hohes Eigengewicht der Traktionsbatterien, UBA (2016). **10** UBA (2017). **11** BMUB (2016). **12** Für die Berechnung zur Herstellung der Power Fuels werden die Daten der entsprechenden PtX-Technologien verwendet. **13** LOHC: Liquid Organic Hydrogen Carriers (flüssige natürliche Wasserstoffträger). **14** Es existieren lediglich die sog. Euro-Abgasnormen (seit 2014 gilt die Abgasnorm Euro VI), die jedoch keine Grenzwerte für den CO_2-Ausstoß regeln, vgl. EU-Verordnungen 595/2009 sowie 582/2011. **15** VECTO (Vehicle Energy Consumption Calculation Tool), Verordnung (EU) 2017/2400. **16** COM(2018) 284 final, danach sollen die CO_2-Emissionen ab 2030 um mindestens 30 Prozent ggü. einem noch festzulegenden Referenzwert 2019 sinken (Art. 1); ab 2026 will die Kommission verbindliche CO_2-Grenzwerte für die Hersteller festlegen (Art. 5); ein diesbezüglicher Vorschlag wird noch in 2018 erwartet. **17** Umsetzung der RL (EU) 2015/652 zur Festlegung von Berechnungsverfahren und Berichterstattungspflichten gem. der RL 98/70/EG über die Qualität von Otto- und Dieselkraftstoffen (Kraftstoffqualitätsrichtlinie). **18** §§ 36c Abs. 1 EEG 2017 i.V.m. EEAV. **19** § 3 Abs. 2 S. 3 Nr. 1 und 2 37. BImschV. **20** Vgl. Anlage 1 der 37. BImSchV. **21** Infrastruktur-für-alternative-Kraftstoffe-RL 2014/94/EU. **22** Art. 6 Abs. 5 und Abs. 8. **23** Art. 5 Abs. 1: Mitgliedstaaten, die sich dafür entscheiden, in ihre nationalen Strategierahmen öffentlich zugängliche Wasserstofftankstellen aufzunehmen, stellen sicher, dass bis 31. Dezember 2025 eine angemessene Anzahl solcher Tankstellen zur Verfügung steht, […]. Deutschland will bis 2015 400 Wasserstofftankstellen schaffen, vgl. MKS (2018).

Herausgeber: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Chausseestr. 128 a, 10115 Berlin, Tel.: +49 (0)30 66 777-0 **Konzeption:** BBHC, dena, IKEM **Gestaltung:** Ellery Studio **Druck:** Ruksaldruck GmbH & Co. KG **Stand:** 08/2018

dena
Deutsche Energie-Agentur

Strategieplattform Power to Gas

ÖPNV & öffentliche Flotten

Antriebe basierend auf Power Fuels sind eine CO_2-arme Ergänzung zu batterie-elektrischen Antrieben für Busse im ÖPNV.

In urbanen Ballungszentren verursacht auch der öffentliche Verkehr hohe CO_2- und Luftschadstoffemissionen. Die im ÖPNV[1] eingesetzten Busse sind heute nach wie vor fast ausschließlich Dieselfahrzeuge.[2] Neben Erdgas- und Hybridantrieben sowie der direkten Elektrifizierung über OH-Busse[3] oder BEV[4] kann die Nutzung von Power Fuels hier in Zukunft einen wichtigen Beitrag zur Reduktion verkehrsbedingter Emissionen leisten.[5]
Der Einsatz von Power Fuels stellt vor allem auf Strecken mit hoher Fahrzeugauslastung eine sinnvolle Ergänzung zur direkten Elektrifizierung dar. Auf Power Fuels basierende Antriebe weisen im Vergleich zu BEV höhere Reichweiten und deutlich kürzere Betankungszeiten auf. Dadurch können sie auch in Flotten des ÖPNV sowie in öffentlichen Flotten[6] mit Sicherheitsaufgaben (z. B. Feuerwehr, Polizei, THW etc.) eingesetzt werden. Aufgrund zentraler Beschaffung der Fahrzeugflotten kann ein schneller Markthochlauf erreicht werden. Der ÖPNV setzt typischerweise auf zentrale Infrastrukturen für Wartung und Betankung. Daher kann sich für den Flottenbetreiber der Aufbau einer eigenen Erdgas- oder Wasserstoff-Betankungsinfrastruktur lohnen, bevor diese öffentlich und flächendeckend verfügbar ist.

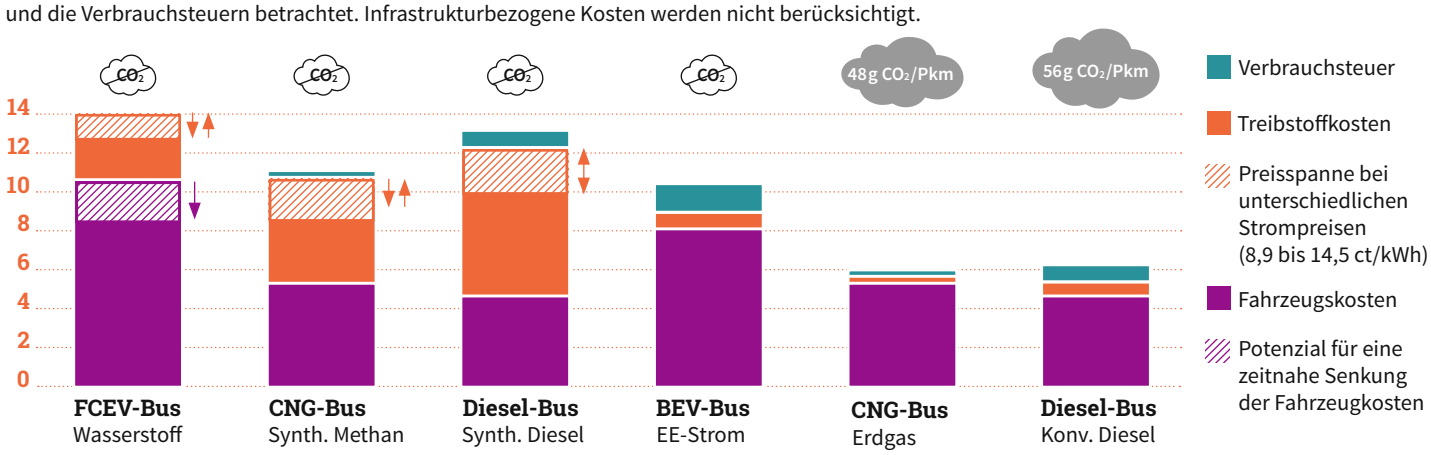
40-42 %
CO_2-Emissionen sollen bis 2030 gegenüber 1990 im Verkehrssektor eingespart werden.[7]

Aufgrund der Möglichkeit zentraler Beschaffung und der Nutzung zentraler Infrastrukturen bietet sich der ÖPNV für einen schnellen Markthochlauf CO_2-armer Technologien an.

H_2 Wasserstoff	Keine CO_2- und lokalen Schadstoffemissionen; weniger Lärmemissionen als bei Verbrennungsmotoren (insb. im innerstädtischen Verkehr)	Höhere Reichweite als BEV-Busse; Nutzung zentraler Tankinfrastruktur; kurzer Tankvorgang
Synthetisches Methan	Deutlich geringere CO_2- und lokale Schadstoffemissionen als Dieselantrieb	Höhere Reichweite als BEV-Busse; Nutzung (bestehender) zentraler Tankinfrastruktur; kurzer Tankvorgang Bisher keine Anreize für Power Fuels im ÖPNV
Synthetischer Diesel	Nutzung vorhandener Tankinfrastruktur und Antrieb; kurzer Tankvorgang	Höhere Reichweite als BEV-Busse; „Drop-in Fähigkeit“, kann (über Beimischung) sukzessive Diesel ersetzen

Vollkosten der unterschiedlichen Antriebsarten, aktueller Stand in Deutschland[8] in ct/Pkm

Bei den Wirtschaftlichkeitsberechnungen werden die Kosten des Fahrzeugs, der Kraftstoffbereitstellung, des Kraftstoffverbrauchs des Antriebssystems und die Verbrauchsteuern betrachtet. Infrastrukturbezogene Kosten werden nicht berücksichtigt.



Die Tatsache, dass für CO_2-neutrale synthetische Energieträger, wie synth. Methan und synth. Diesel, die gleichen Energiesteuersätze gelten wie für fossiles Erdgas und fossilen Diesel, ist derzeit häufig Gegenstand von Diskussionen.

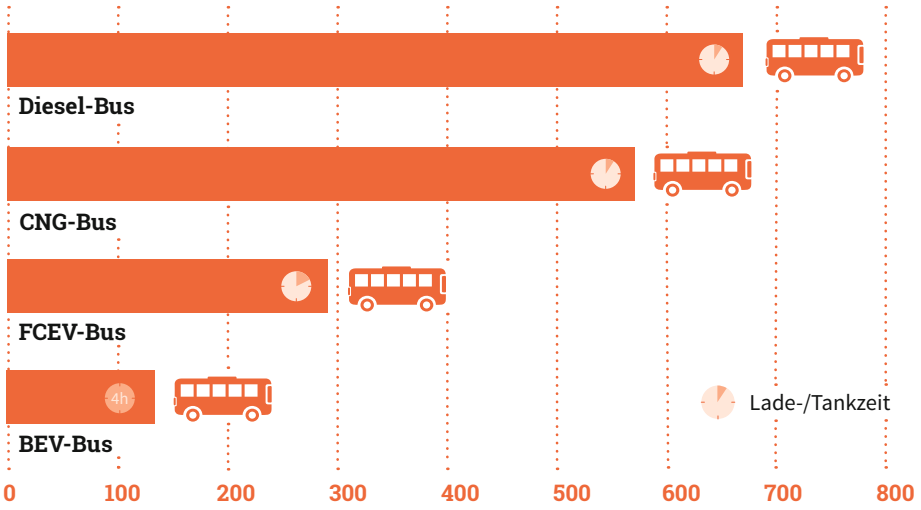
Wasserstoff ist unter den Power Fuels der vergleichsweise günstigste Energieträger. Allerdings sind noch hohe Investitionen in Fahrzeugtechnologien und **Infrastrukturen** nötig. Sobald die Technologie in großen Mengen produziert wird, ist ein starker Kostenrückgang zu erwarten.

Die Herstellung von **synth. Methan** ist mit etwas höheren Umwandlungsverlusten verbunden. Synth. Methan kann unmittelbar als Substitut für Erdgas eingesetzt bzw. beigemischt werden. Dies schafft signifikante finanzielle Vorteile.

Die Herstellung von **synth. Diesel** ist mit etwas höheren Produktionskosten als bei synth. Methan verbunden. Vorteilhaft ist, dass auf serienreife Fahrzeuge und bestehende Infrastruktur zurückgegriffen werden kann. Hierdurch ergeben sich ebenfalls finanzielle Vorteile.

Reichweiten für typische Personenbusse nach Antriebsart*

in km



* Beispielrechnung für serienmäßige Personenbusse der Modellfamilie Mercedes-Benz Citaro. Verwendete Parameter (Energiespeicher, Verbrauch) – BEV-Bus: Reichweite laut Herstellerangabe; FCEV-Bus: 35 kg, 12 kg/100 km; CNG-Bus: 209,2 kg (1.360 l), 38,25 kg/100 km; Diesel-Bus: 260 l, 38,7 l/100 km.

Die Gesamtkosten von BEV-Bussen liegen zwar unterhalb derer für einen mit Power Fuels betriebenen Bus. Allerdings bestehen aus heutiger Perspektive in Deutschland noch technische, organisatorische sowie infrastrukturelle Herausforderungen. Der Einsatz von BEV-Bussen erfordert meist eine Änderung der Betriebsabläufe. Die Busse können bei nicht flächendeckender Infrastruktur weniger flexibel auf verschiedenen Routen eingesetzt werden. Fehlende Technologiereife sowie die nicht optimierte Ladedauer stellen ein Risiko für die Zuverlässigkeit der Busflotte dar. Der Aufbau einer Oberleitungsinfrastruktur ist zwar prinzipiell möglich, wird aber aufgrund mangelnder Akzeptanz und Flexibilität im städtischen Verkehr sowie ggf. hohen Infrastrukturkosten nur selten in Erwägung gezogen.

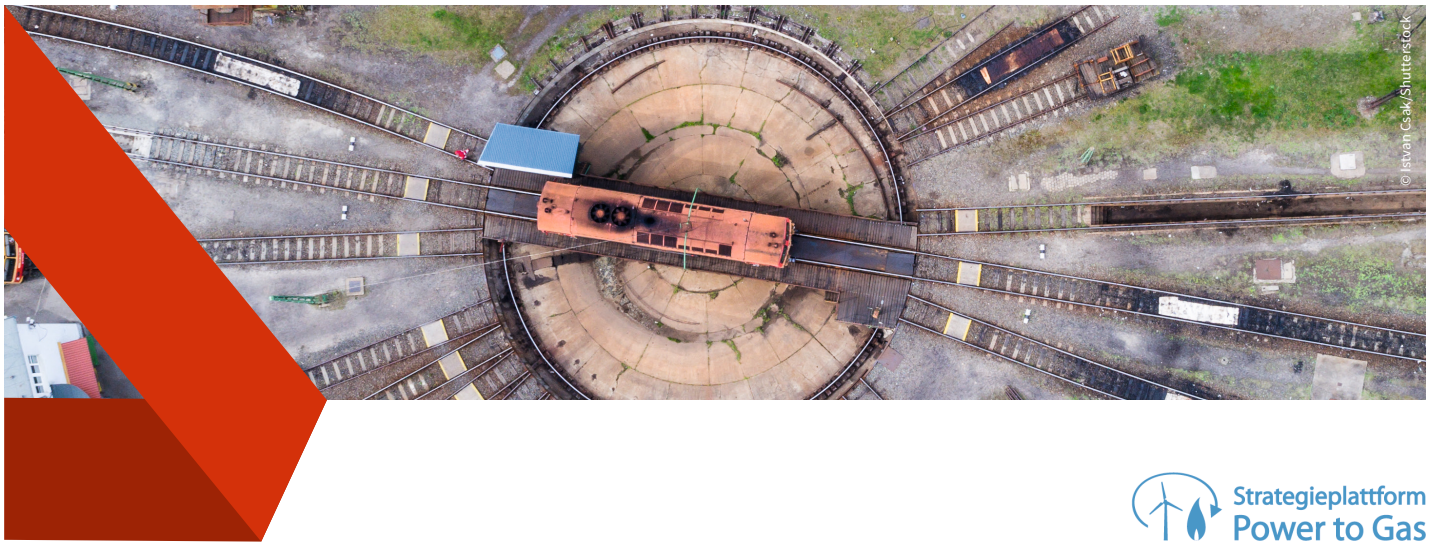
Rechtspolitischer Rahmen

Für Busse, die im ÖPNV eingesetzt werden, existieren im Gegensatz zu Pkw und leichten Nutzfahrzeugen bisher keine CO_2-Grenzwerte für Neufahrzeuge.[9] Die öffentliche Hand muss jedoch bei der Beschaffung von Straßenfahrzeugen Energieverbrauch und Umweltauswirkungen berücksichtigen.[10] Dabei hat sie z. B. die Möglichkeit, die Vergabe von Aufträgen an Mindestanforderungen bzgl. CO_2-Emissionen zu knüpfen. Auf EU-Ebene gibt es derzeit Bestrebungen, die Richtlinie über die Förderung sauberer und energieeffizienter Straßenfahrzeuge (Clean Vehicle Directive[11]) zu verschärfen. In Deutschland soll für die Beschaffung von Bussen eine Mindestquote für „saubere“ Antriebsarten von 50 Prozent bis 2025 und 75 Prozent bis 2030 festgesetzt werden.[12] Wasserstoff und synthetisches Methan sind unter bestimmten Voraussetzungen auf die für die Kraftstoffhersteller geltenden Treibhausgasquoten gem. § 37a Abs. 1 BImschG und 37. BImschV (Umsetzung der Vorgaben der Kraftstoffqualitäts-RL[13]) anrechenbar (vgl. Factsheet „Einsatzgebiet Schwerlaststraßenverkehr“).

1 Öffentlicher Personennahverkehr. **2** 97 %, vgl. Shell (2016). **3** Oberleitungs-Hybrid-Busse. **4** Batterieelektrische Fahrzeuge (Battery Electric Vehicle). **5** BMVI (2018). **6** PKW und leichte Nutzfahrzeuge der öffentlichen Verwaltung. **7** BMUB (2016). **8** Für die Berechnung zur Herstellung der Power Fuels werden die Daten der entsprechenden PtX-Technologien verwendet. **9** Für Pkw gelten die Grenzwerte der THG-Flottenemissionen-Pkw-und-leichte-NFZ-Verordnung (Verordnung (EG) Nr. 443/2009). Danach dürfen alle neu zugelassenen Pkw im Schnitt maximal 95g CO_2/km ausstoßen. Der Einsatz von synth. Methan und synth. Diesel wird bei den Flottenzielvorgaben bislang jedoch nicht berücksichtigt. Grund hierfür ist, dass Emissionen, die bei der Erzeugung oder Bereitstellung des Kraftstoffs vermieden werden können, für die Erfüllung der für diesen Sektor genannten Zielvorgaben keine Berücksichtigung finden. **10** § 68 Abs. 1 der Vergabeverordnung (VgV), welcher Richtlinie 2009/33/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 über die Förderung sauberer und energieeffizienter Straßenfahrzeuge umsetzt. **11** Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Richtlinie 2009/33/EG über die Förderung sauberer und energieeffizienter Straßenfahrzeuge vom 8.11.2017, COM(2017) 653 final. **12** Als „sauber“ gelten Nutzfahrzeuge, die Strom, Wasserstoff, Erdgas einschließlich Biomethan, gasförmig (komprimiertes Erdgas (CNG)) und flüssig (Flüssigerdgas (LNG)) verwenden, vgl. Tabelle 3 des Vorschlags; der Bundesrat sieht den Vorschlag der Kommission bzgl. der Quoten kritisch, vgl. BR-Drucks. 726/1/17 vom 22.01.2018. **13** Bzw. der Richtlinie (EU) 2015/652 zur Festlegung von Berechnungsverfahren und Berichterstattungspflichten gem. der RL 98/70/EG über die Qualität von Otto- und Dieselkraftstoffen.

Herausgeber: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Chausseestr. 128 a, 10115 Berlin, Tel.: +49 (0)30 66 777-0 **Konzeption:** BBHC, dena, IKEM **Gestaltung:** Ellery Studio **Druck:** Ruksaldruck GmbH & Co. KG **Stand:** 08/2018

dena
Deutsche Energie-Agentur



Strategieplattform Power to Gas

Nicht elektrifizierter Schienenverkehr

Im nicht elektrifizierten Schienenverkehr stellen Wasserstoff-Brennstoffzellenzüge eine umweltfreundliche und kostengünstige Alternative zu dieselbetriebenen Zügen in Hinblick auf das Erreichen der Klimaschutzziele dar.

Über 40 Prozent des deutschen Schienennetzes sind gegenwärtig nicht elektrifiziert und werden langfristig auch ohne Oberleitung bleiben.[1] Auf diesen Strecken (überwiegend Nahverkehrsstrecken und Güterverkehr) werden nahezu ausschließlich dieselbetriebene Züge eingesetzt. Eine Elektrifizierung der Strecken lohnt sich aus finanziellen Gesichtspunkten häufig nicht. Der Einsatz alternativer und umweltfreundlicher Antriebstechnologien, wie der Wasserstoff-Brennstoffzellenantrieb, stellt daher eine kostengünstigere Option zur Reduzierung von CO_2-Emissionen im Schienenverkehr dar.
Die Energienachfrage von dieselbetriebenen Zügen beläuft sich derzeit auf 264 Mio. Liter Diesel im Schienenpersonenverkehr und 148 Mio. Liter Diesel im Schienengüterverkehr pro Jahr. Eine vollständige Substitution aller dieselbetriebenen Züge durch Brennstoffzellenzüge würde zu einer jährlichen Wasserstoffnachfrage von rund 120.000 Tonnen Wasserstoff führen.[2] Diese könnte durch eine installierte Elektrolyse-Leistung von 1,0 bis 1,5 GW gedeckt werden.[3]

ca. 1 Mio. t CO_2-Äq. wurden 2015 durch Dieselzüge emittiert.[4]

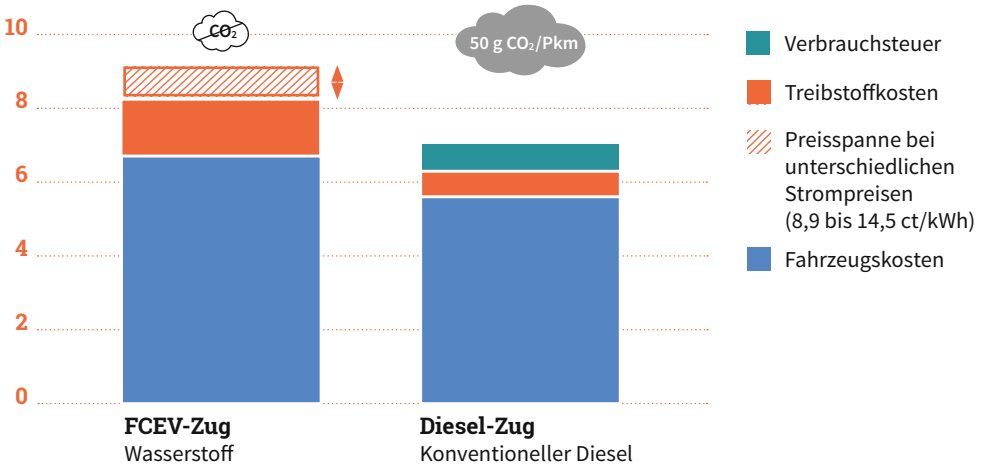
40-42 %
CO_2-Emissionen sollen bis 2030 gegenüber 1990 im Verkehrssektor eingespart werden.[5]

H_2 Wasserstoff

- CO_2-freier und leiser Fahrzeugbetrieb im Vergleich zu dieselbetriebenen Zügen[6]
- Geeignet für Markteinführung: nur punktuelle Tankinfrastruktur notwendig; regelmäßige und planbare Wasserstoffnachfrage
- Züge noch im Prototypenstadium
- Keine einheitlichen regulatorischen Anreize für Vergaben (oder Ausschreibungen) zur THG-Reduktion im Schienenverkehr

Vollkosten der unterschiedlichen Antriebsarten, aktueller Stand in Deutschland[7] für den Schienenpersonenverkehr in ct/Pkm

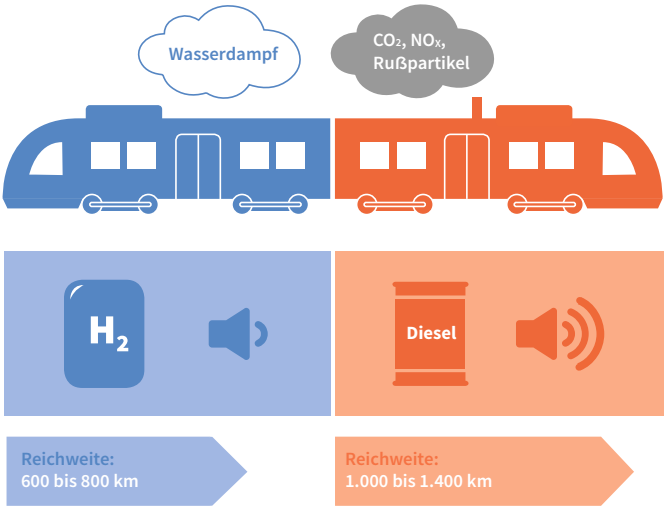
Bei der Wirtschaftlichkeitsberechnung werden die Kosten des Fahrzeugs, der Kraftstoffbereitstellung, des Kraftstoffverbrauchs des Antriebssystems und die Verbrauchsteuern betrachtet. Infrastrukturbezogene Kosten werden nicht berücksichtigt.



Alternative Technologien

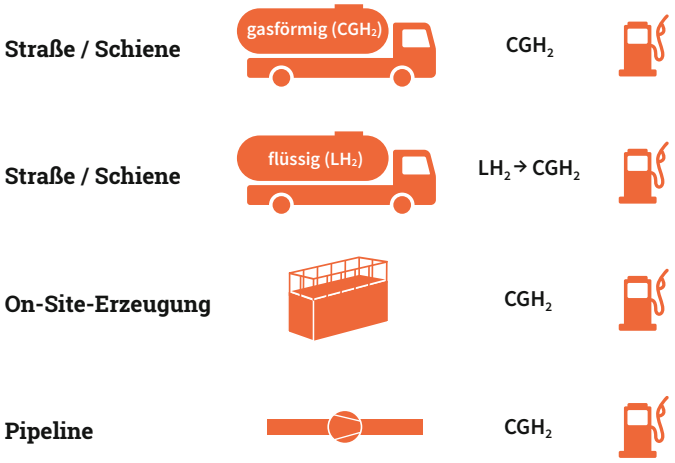
Zur Erreichung der Klimaschutzziele im Verkehrsbereich soll die Elektrifizierung von Teilabschnitten, die nicht elektrifiziert sind, vorangetrieben werden. Dabei ist eine kontinuierliche Erhöhung des erneuerbaren Anteils im aktuellen Bahnstrommix erforderlich.[8] Mit Blick auf den hohen Anteil des nicht elektrifizierten Netzes (ca. 40 Prozent der Streckenlänge) und dem relativ geringen Anteil der erbrachten Verkehrsleistung (ca. 8 Prozent) der auf diesen Strecken eingesetzten dieselbetriebenen Züge, scheint ein vollständiger Ausbau jedoch nicht wirtschaftlich.[9]

Brennstoffzelle vs. Diesel



Eigene Darstellung nach Alstom (2017)

H_2-Versorgungmöglichkeiten für Brennstoffzellen-Schienenfahrzeugflotten



CGH_2: Compressed hydrogen (gasförmig)
LH_2: Liquid hydrogen (flüssig)

Eigene Darstellung nach Alstom (2017)

Infrastruktur

Die Herausforderung besteht in der Produktion, im Transport, der Speicherung und zuletzt der wirtschaftlichen Bereitstellung der hohen Mengen an Wasserstoff, die von Brennstoffzellenzügen benötigt werden. Beispielsweise liegt der Wasserstoffbedarf auf der Referenzstrecke Frankfurt - Königstein - Frankfurt bei 0,34 kg/km. Daraus ergibt sich bei einer Flotte von zehn Zügen ein Bedarf von ca. zwei Tonnen Wasserstoff pro Tag.[10]

In Betracht kommt auch der Einsatz von einem sog. On-Site-Elektrolyseur. Dieser erzeugt den Wasserstoff stationär an der Bahninfrastruktur, wodurch der Wasserstofftransport bis zur Tankstelle entfällt.[11]

Rechtspolitischer Rahmen

Die Herstellung von grünem Wasserstoff aus erneuerbarem Strom ist grundsätzlich an hohe Strombezugskosten geknüpft. Im Einzelfall kommen verschiedene Befreiungs- und Reduzierungsmöglichkeiten für Elektrolyseure in Betracht.[12] Eine Reduzierung der EEG-Umlage bei Wasserstoffzügen für den zur Elektrolyse eingesetzten Strom ist bisher nicht vorgesehen.

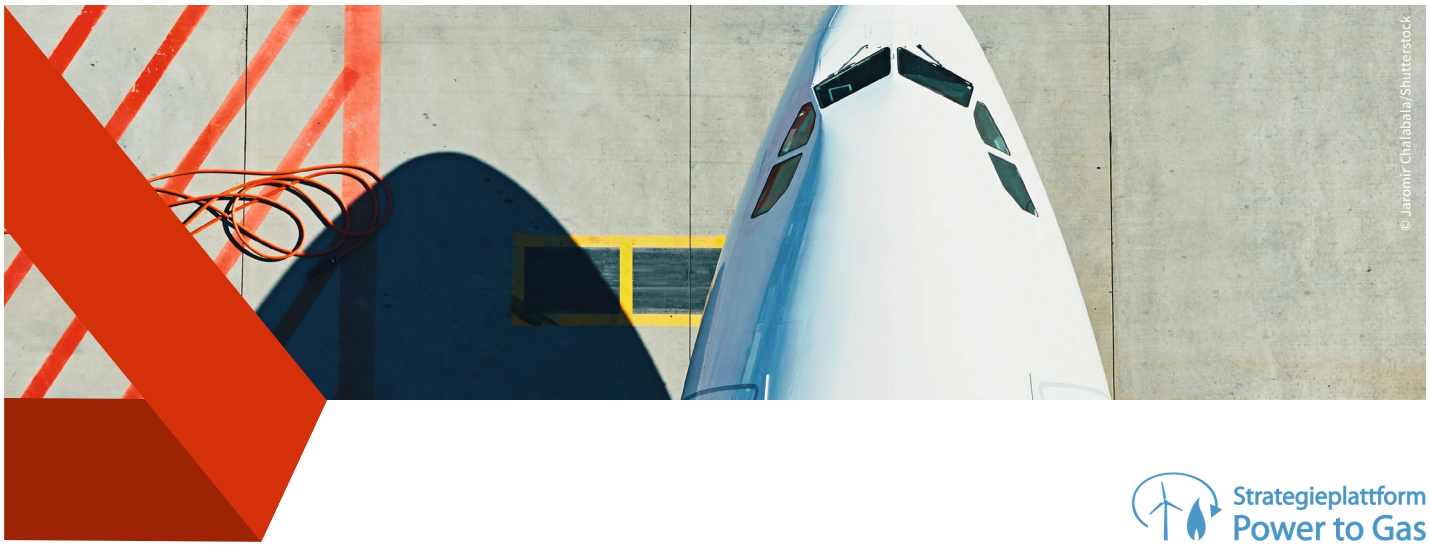
Grundsätzlich wäre es denkbar, einen solchen Reduzierungstatbestand in § 65 EEG 2017, der eine Begrenzung der EEG-Umlage für Schienenbahnen regelt, einzuführen.
Im geltenden Rechtsrahmen ist die Genehmigung von Wasserstoffeinrichtungen zur Erzeugung, zum Transport und zur Betankung von Wasserstoffzügen gemäß entsprechender Genehmigungsverfahren bereits möglich.[13]

Die Vergabe von Aufträgen im Schienenpersonen(nah-)verkehr durch die öffentliche Hand kann an Mindestanforderungen bzgl. der CO_2-Emissionen geknüpft werden.[14] In Hinblick auf den Schienengüterverkehr könnte zudem eine Steuerung über die Infrastrukturnutzungsentgelte[15] in Betracht gezogen werden.[16]

1 BMVI (2018), Alstom (2017). **2** Ca. 79.000 t Wasserstoff im Personenverkehr, ca. 44.000 t Wasserstoff im Güterverkehr, Expertenbefragung (Vattenfall, 2018). **3** Bei 4000-6000 Volllaststunden. **4** BMUB (2017). **5** BMUB (2016). **6** Eine Diesellokomotive erzeugt eine Lärmbelästigung von über 80 dB, Lutzenberger, Gutmann (2012). **7** Für die Berechnung zur Herstellung der Power Fuels werden die Daten der entsprechenden PtX-Technologien verwendet. **8** Gegenwärtig beträgt der EE-Anteil 42 Prozent, BMVI (2018). **9** BMVI (2018). **10** Bei einer Fahrleistung von 600 km, Alstom (2017), NOW (2016). **11** NOW (2016). **12** z. B. § 118 Abs. 6 S. 7 EnWG oder § 9a StromStG. **13** NOW (2016). **14** NOW (2016). **15** Vgl. z. B. § 35 Eisenbahnregulierungsgesetz (ERegG): Wegeentgelte können umweltbezogenen Auswirkungen Rechnung tragen. **16** Vergleichbar mit emissionsabhängigen Start- und Landegebühren im Flugverkehr; vgl. z. B. die Entgeltordnung des Flughafens Hannover.

Herausgeber: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Chausseestr. 128 a, 10115 Berlin, Tel.: +49 (0)30 66 777-0 **Konzeption:** BBHC, dena, IKEM **Gestaltung:** Ellery Studio **Druck:** Ruksaldruck GmbH & Co. KG **Stand:** 08/2018

dena
Deutsche Energie-Agentur



Strategieplattform Power to Gas

Flugverkehr

Für den Flugverkehr ist der Einsatz von Power Fuels aus heutiger Sicht die einzige Möglichkeit zur klimafreundlichen und umweltschonenden Deckung des Energiebedarfs.

Der innerdeutsche Flugverkehr verursacht jedes Jahr rund 2,2 Mio. Tonnen CO_2-Emissionen. EU-weit ist der Luftverkehr derzeitig für rund drei Prozent der CO_2-Emissionen verantwortlich, das entspricht ca. 130 Mio. Tonnen pro Jahr.[1] Dabei steigen die Emissionen stark an – alleine zwischen 2010 und 2016 um 25 Prozent.[2] Um das Ausmaß klimaschädlicher CO_2-Emissionen zu reduzieren, bedarf es insbesondere der Verwendung CO_2-neutraler Treibstoffe.

Die Luftfahrt stellt eine Reihe spezifischer Anforderungen an Treibstoffe: Sie müssen eine hohe volumetrische Energiedichte (Energieinhalt pro Volumen) und eine hohe gravimetrische Energiedichte (Energieinhalt pro Masse) mit einer guten Speicherfähigkeit kombinieren. Diese Eigenschaften erfüllt synthetisches Kerosin aus EE-Strom als einer der wenigen Energieträger ebenso wie konventionelles Kerosin.
Synthetisches Kerosin ist mit den bestehenden Antriebssystemen und Verteilungsinfrastrukturen kompatibel und kann ohne Einschränkungen mit heutigen Flugzeugen genutzt werden. Es stellt daher bereits kurz- bis mittelfristig einen erfolgversprechenden Ersatz für konventionellen Flugzeugtreibstoff dar.[3]

2,2 Mio. t CO_2-Äq. emittierte der deutsche Luftverkehr in 2015.[4] Der internationale Luftverkehr war 2017 für 859 Mio. t CO_2-Äq. verantwortlich.[5]

50 % CO_2-Emissionen sollen bis 2050 ggü. 2005 reduziert werden (Ziel der internationalen Luftfahrtbranche).[6]

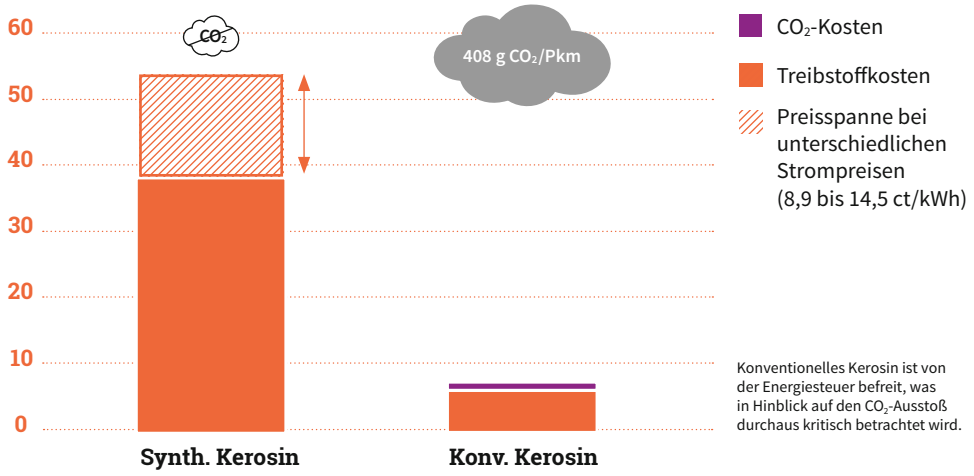
Synthetisches Kerosin

- Reduktion des CO_2- und Schadstoffausstoßes; ressourcenschonende und nachhaltige Produktion
- Gute Speicher- und Transportfähigkeit
- Nutzung bestehender Antriebssysteme und Verteilungsinfrastrukturen sowie vollständige „Drop-in Fähigkeit“

- Hohe Gesamtkosten: Die Kosten für synthetisches Kerosin hängen vor allem von den hohen Stromgestehungs- und -nebenkosten ab.
- Nur Strom aus erneuerbaren Energien ist CO_2-neutral. Große Produktionsstätten für synthetisches Kerosin sollten sich daher in Nähe zu Erneuerbaren-Energien-Anlagen befinden.

Brennstoffkostenvergleich der unterschiedlichen Energieträger, aktueller Stand in Deutschland[7] in ct/Pkm

Bei der Wirtschaftlichkeitsberechnung werden die Kosten der Kraftstoffbereitstellung, der spezifische Kraftstoffverbrauch sowie die Kosten der CO_2-Emissionen bei der Verbrennung berücksichtigt. Infrastrukturbezogene Kosten sowie die Möglichkeit, die Erzeugungskosten der Power Fuels durch Importe zu reduzieren, werden hier nicht betrachtet.



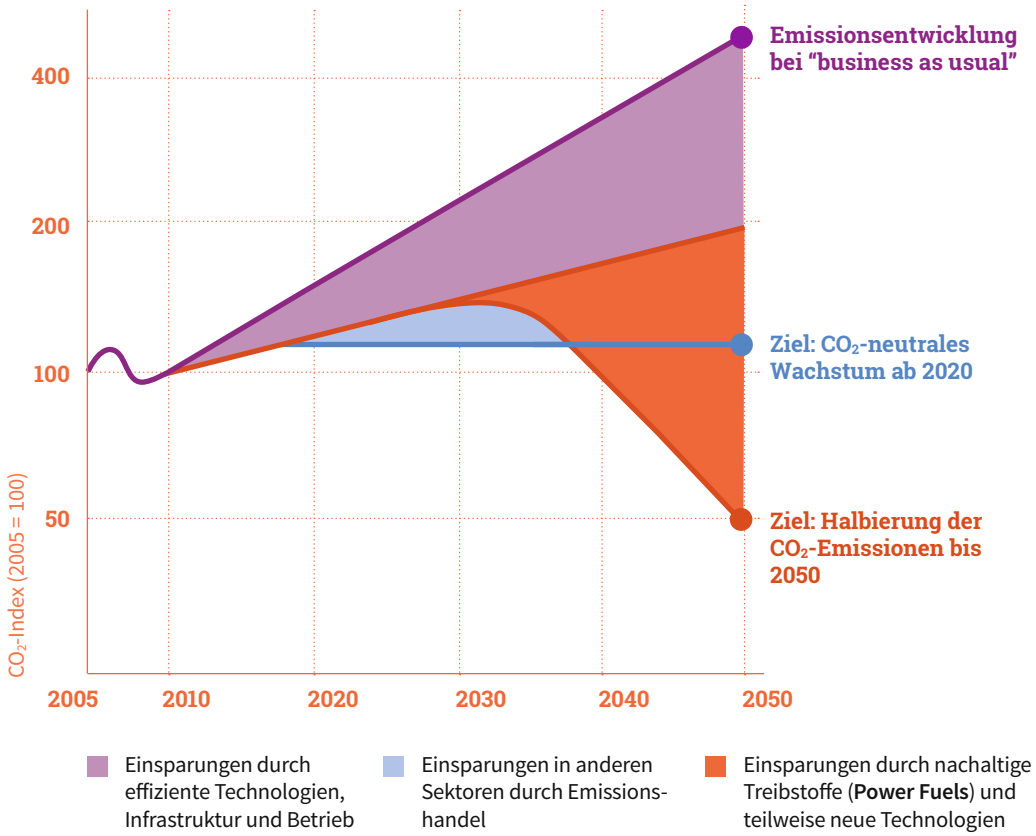
Konventionelles Kerosin ist von der Energiesteuer befreit, was in Hinblick auf den CO_2-Ausstoß durchaus kritisch betrachtet wird.

Alternative Technologien

Eine schnelle Einführung neuer Antriebssysteme in großem Umfang ist bis 2050 nicht absehbar. Rein batterieelektrische Antriebe werden nach heutigem Stand der Technik allenfalls für kleinere Flugzeuge im Kurzstreckenbereich einsetzbar sein. Auch der Einsatz von Brennstoffzellen kommt bis 2050 nur für einen Ersatz von Hilfstriebwerken oder für kleinere Maschinen in Betracht.[8] Im Vergleich zu Bio-Kerosin ist die Herstellung von synthetischem Kerosin ressourcenschonender.

Selbstverpflichtung zur CO_2-Reduktion der internationalen Luftfahrtbranche

Experten rechnen mit einer Zunahme des Flugverkehrs um rund 150 Prozent bis 2050 gegenüber 2005.[9] Um das Klima zu schützen, hat sich die internationale Luftfahrtbranche Klimaziele gesetzt. So sollen die CO_2-Emissionen um 50 Prozent bis 2050 im Vergleich zu 2005 gesenkt werden. Ab 2020 soll die Luftfahrt zudem CO_2-neutral wachsen, zunächst durch Carbon Offsetting (Klimakompensationsmaßnahmen) und ab 2030 durch eine deutliche Steigerung der Energieeffizienz sowie den flächendeckenden Einsatz von nachhaltigen Flugzeugtreibstoffen. An dieser Stelle könnte ein Einsatzgebiet für Power Fuels entstehen.[10]



Eigene Darstellung nach IATA (2012)

Rechtspolitischer Rahmen

Aufgrund des internationalen Wettbewerbs im Flugverkehr wird der Einsatz von synthetischem Kerosin nur durch internationale Abkommen und Verhandlungen flächendeckend eingeführt werden können. Es bestehen gegenwärtig keine verbindlichen Biokraftstoff- oder Treibhausgasminderungsquoten im Flugverkehr, da z. B. die EU-Kraftstoffqualitätsrichtlinie[11] auf Kerosin keine Anwendung findet. Der innereuropäische Luftverkehr nimmt zwar seit 2012 am ETS-Handel[12] teil. Niedrige CO_2-Preise sowie lediglich indikative Klimaschutzziele sind jedoch nicht ausreichend, um einen Anreiz für Innovationen im Luftverkehrsmarkt zu setzen. Mittel- bis langfristig kann allerdings damit gerechnet werden, dass die Herstellungskosten von synthetischem Kerosin beispielsweise durch Importe sinken und der Einsatz wirtschaftlicher wird.

1 Bodengebundener Verkehr nach dem Territorialprinzip, Luftverkehr zwischen deutschen Flughäfen, BMUB (2017), UBA (2018). **2** UBA, DEHSt (2018); Die Klimarelevanz des CO_2-Ausstoßes durch den Flugverkehr direkt in die höheren Schichten der Atmosphäre unterscheidet sich deutlich von bodennahen Emissionen. Durchschnittlich ist CO_2 in großen Höhen um das 2,7-fache klimaschädlicher. Dieser Faktor wird als Radiative Forcing Index (RFI) bezeichnet. **3** UBA (2016a). **4** BMUB (2017). **5** IATA (2012). **6** IATA (2012). **7** Für die Berechnung zur Herstellung der Power Fuels werden die Daten der entsprechenden PtX-Technologien verwendet. **8** BCG & Prognos (2018). **9** UBA (2016b). **10** BCG & Prognos (2018). **11** RL (EU) 2015/652 zur Festlegung von Berechnungsverfahren und Berichterstattungspflichten gem. der RL 98/70/EG über die Qualität von Otto- und Dieselkraftstoffen. **12** Emission Trading System der EU, Richtlinie 2003/87/EG (Emissionshandelsrichtlinie).

Herausgeber: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Chausseestr. 128 a, 10115 Berlin, Tel.: +49 (0)30 66 777-0 **Konzeption:** BBHC, dena, IKEM **Gestaltung:** Ellery Studio **Druck:** Ruksaldruck GmbH & Co. KG **Stand:** 08/2018

dena
Deutsche Energie-Agentur

Strategieplattform Power to Gas

Grundstoffe für die chemische Industrie

Power Fuels können als Grundstoffe für die Herstellung von Grundchemikalien dienen, die in großen Mengen benötigt werden. Mit Power-to-Chemicals-Verfahren können die direkten und indirekten CO_2-Emissionen vieler verschiedener Produktgruppen deutlich reduziert werden.

Ammoniak, Methanol, Ethylen und Propylen stellen als die wichtigsten Grundchemikalien die Ausgangsstoffe für eine Vielzahl von industriellen Folgeprodukten dar. So werden beispielsweise Düngemittel auf Basis von Ammoniak gewonnen, Formaldehyd, Essigsäure und Kraftstoffe aus Methanol hergestellt sowie Kunststoffe mit Hilfe der Grundchemikalien Ethylen und Propylen erzeugt.[1]
Fossile Rohstoffe wie Erdöl und Erdgas stellten dabei im Jahr 2016 die Rohstoffbasis für circa 87 Prozent der Produktion in der organischen Chemieindustrie dar.[2] So wird beispielsweise bei den gegenwärtig eingesetzten Syntheseverfahren zur Herstellung von Ammoniak und Methanol Wasserstoff als Grundstoff benötigt, welcher derzeit primär über die CO_2-intensive Erdgas-Dampfreformierung gewonnen wird.[3] Dieser Wasserstoff kann in den Produktionsprozessen durch grünen Wasserstoff substituiert werden. Ethylen und Propylen werden aktuell hingegen meist in Steamcrackern[4] durch die thermische Spaltung von Kohlenwasserstoffgemischen, wie sie z. B. bei der Erdölverarbeitung anfallen, gewonnen.[5] Durch das Methanol-to-Olefine-Verfahren (MTO) kann Methanol, welches zuvor aus grünem Wasserstoff hergestellt wurde, katalytisch in Ethylen und Propylen umgewandelt werden.[6] Durch den Einsatz von Power Fuels lassen sich somit erhebliche Mengen CO_2 in der chemischen Industrie einsparen.

44 Mio. t CO_2-Äq. wurden in Deutschland im Jahr 2015 durch die chemische Industrie emittiert.[7]

49-51 %
CO_2-Emissionen sollen bis 2030 gegenüber 1990 im Industriesektor eingespart werden.[8]

Synthetisches Ammoniak

Synthetisches Methanol

Synthetisches Ethylen

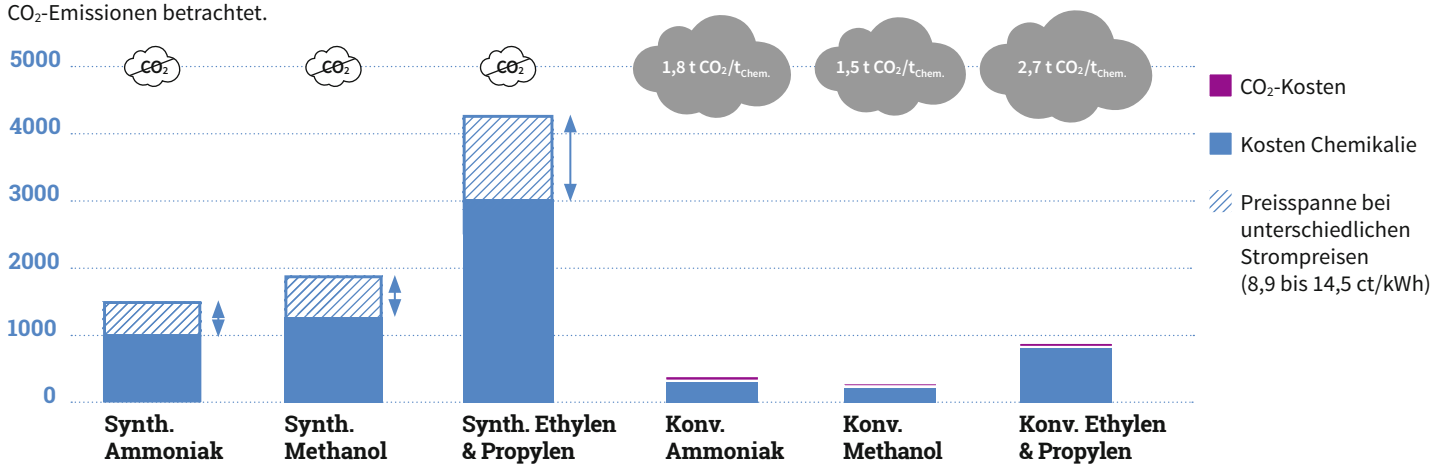
Synthetisches Propylen

- Einfache Integration in bestehende Produktionsprozesse
- Gewährleistung der Versorgungssicherheit mit Grundchemikalien bei sinkender Erdölverarbeitung
- Reduktion des fossilen Primärenergieverbrauchs und der CO_2-Emissionen

- Die Kosten liegen noch über denen von konventionellen Prozessen.
- Das EU-Emissionshandelssystem bietet aufgrund geringer Preise für Emissionszertifikate kaum Anreize für den Einsatz von Power Fuels.

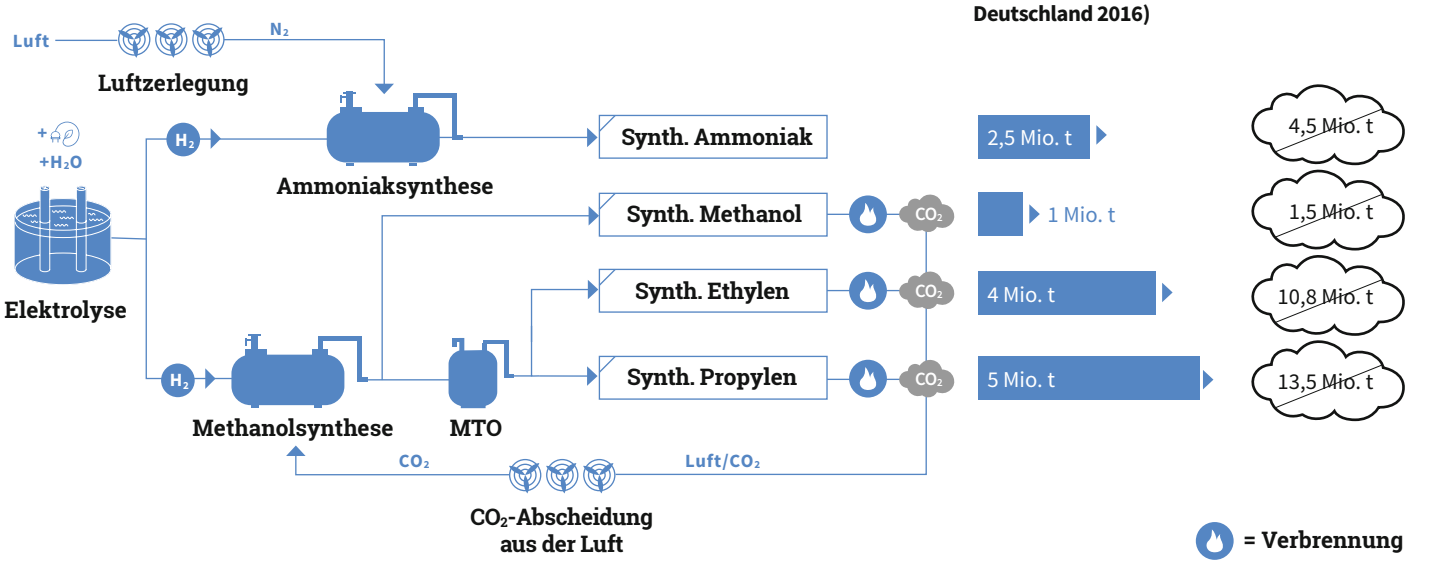
Kostenvergleich für die Herstellung von Chemikalien, aktueller Stand in Deutschland[9] in €/t

Bei den Wirtschaftlichkeitsberechnungen werden die Kosten der Chemikalien-Bereitstellung einschließlich der Kosten für entstehende CO_2-Emissionen betrachtet.



Für die CO_2-Emissionen von Methanol, Ethylen und Propylen (jeweils synth. und konv.) wird angenommen, dass die Chemikalien am Ende ihrer Lebensdauer verbrannt werden.

Synthetische Produktionsprozesse



Alternative Technologien

Neben dem Einsatz von Power Fuels existieren weitere alternative Technologien zur CO_2-neutraleren Herstellung von Grundchemikalien. Diese befinden sich jedoch ebenfalls noch in der Erforschung, zum Beispiel das „Solid State Ammonia Synthesis-Verfahren“ zur direkten Ammoniakherstellung aus Wasser und Stickstoff.[11] Darüber hinaus wird daran geforscht, organische Grundstoffe für Kunststoffe über eine Kombination aus Wasserelektrolyse und künstlicher Photosynthese zu gewinnen.[12] Eine weitere klimafreundliche Alternative zum Einsatz von fossilen Rohstoffen in der chemischen Industrie stellt die Nutzung nachwachsender Rohstoffe dar.[13] Für organische Grundchemikalien wie Ethylen, Propylen und Methanol stehen bereits erprobte Prozesse auf der Basis von Biomasse zur Verfügung. Methanol kann beispielsweise über die Holzvergasung und anschließender Aufbereitung des Gases hergestellt werden. Ethylen und Propylen können durch Bioethanol aus Biomasse-Fermentationsprozessen gewonnen werden. Die Verfügbarkeit von Biomasse ist jedoch limitiert, weil die landwirtschaftlichen Anbauflächen in Deutschland insbesondere vor dem Hintergrund der Konkurrenz zur Lebensmittelproduktion begrenzt sind.

Rechtspolitischer Rahmen

Beim Strombezug für Power-to-Chemicals-Verfahren fallen grundsätzlich Stromnebenkosten an (vgl. Factsheet „PtX-Strombezug“). Ein Unternehmen des produzierenden Gewerbes kann von einer Stromsteuerprivilegierung profitieren, wenn der Strom zur Elektrolyse entnommen wird.[14] Je nachdem, ob das Unternehmen einem Wirtschaftszweig der Anlage 4 des EEG 2017 angehört und insbesondere stromkostenintensiv ist, kann eine EEG-Umlagebegrenzung um bis zu 20 Prozent nach den Begrenzungsfällen der besonderen Ausgleichsregelung möglich sein, §§ 63 Nr. 1, 64 EEG 2017.

Die chemische Industrie ist grundsätzlich am EU-ETS[15] beteiligt. Die Nutzung von Power Fuels zur Herstellung von Grundchemikalien kann sich letztlich reduzierend auf die CO_2-Kosten des Unternehmens auswirken, da weniger Zertifikate erworben werden müssen.

1 Bertau et al. (2014). **2** VCI (2018). **3** Öko-Institut (2012). **4** Steamcracker sind verfahrenstechnische Anlagen und kommen in der Petrochemie zum Einsatz. In ihnen werden langkettige Kohlenwasserstoffe in Gegenwart von Wasserdampf in kurzkettige Kohlenwasserstoffe umgewandelt. **5** Shell Deutschland (o.J.). **6** DECHEMA (2017). **7** Davon sind circa 7 Mio. t CO_2-Äq. auf Prozessemissionen zurückzuführen, wie sie beispielsweise bei der Wasserstoffbereitstellung für die Ammoniak- und Methanolsynthese entstehen; VCI (2017), IREES (2018). **8** BMUB (2016). **9** Für die Berechnung zur Herstellung der Power Fuels werden die Daten der entsprechenden PtX-Technologien verwendet. **10** VCI (2017). **11** Ganley et al. (2007). **12** Evonik (o.J.). **13** ZSW (2004), DECHEMA (2017). **14** § 9a Abs. 1 Nr. 1, § 2 Nr. 3 StromStG. **15** EU Emissions Trading System (EU-Emissionshandelssystem), Richtlinie 2003/87/EG, Umsetzung im Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG), nach Anlage 1 Teil 2 Nr. 26 nehmen Anlagen zur Herstellung von Ammoniak und nach Nr. 27 Anlagen zur Herstellung von Methanol, Ethylen und Propylen am ETS teil.

Herausgeber: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Chausseestr. 128 a, 10115 Berlin, Tel.: +49 (0)30 66 777-0 **Konzeption:** BBHC, dena, IKEM **Gestaltung:** Ellery Studio **Druck:** Ruksaldruck GmbH & Co. KG **Stand:** 08/2018

dena
Deutsche Energie-Agentur

Strategieplattform Power to Gas

Erdölraffinerie

Grüner Wasserstoff kann als Prozessgas einfach in existierende Produktionsprozesse integriert werden und stellt somit eine leicht zu realisierende CO_2-Reduktionsmöglichkeit für Erdölraffinerien dar.

Die Raffinerieindustrie ist für ca. 20 Prozent der CO_2-Emissionen des Industriesektors verantwortlich, obwohl Raffinerien nur knapp drei Prozent der Industrieanlagen ausmachen.[1] Dabei besteht in Raffinerien ein hoher Bedarf an Wasserstoff als Prozessgas: ca. 40 Prozent des in Deutschland produzierten Wasserstoffs (im Jahr 2015 rund 7,6 von 19 Mrd. m^3 Wasserstoff) werden für die Verarbeitung von Rohöl in Raffinerien benötigt.[2] Der Wasserstoff wird aus internen und externen Quellen erzeugt. Dabei wird der externe Wasserstoff derzeit aus Erdgas-Dampfreformierung gewonnen, wobei erhebliche Mengen CO_2 freigesetzt werden. Durch den Einsatz von klimafreundlich erzeugtem grünen Wasserstoff können je Tonne Wasserstoff neun Tonnen CO_2-Emissionen vermieden werden.[3] Hierdurch kann mit relativ geringen Zusatzkosten der CO_2-Fußabdruck fossiler Erdölprodukte, beispielsweise von Kraftstoffen[4], erheblich reduziert werden. Bei vollständiger Substitution des verwendeten Wasserstoffs im Raffinerieprozess entsteht ein Bedarf von bis zu 150.000 Tonnen pro Jahr, was einer installierten Elektrolyse-Leistung von 1 bis 2 GW entspricht.[5] Für die direkte Verwendung von grünem Wasserstoff bei der Mitverarbeitung im Raffinerieprozess bedarf es kaum technischer Änderungen im Produktionsprozess. Der Einsatz von klimafreundlichem grünen Wasserstoff kann also hier bereits kurzfristig erfolgen.

25,3 Mio. t CO_2-Äq. wurden 2016 durch Raffinerien emittiert.[6] 49-51 % CO_2-Emissionen sollen bis 2030 gegenüber 1990 eingespart werden.[7]

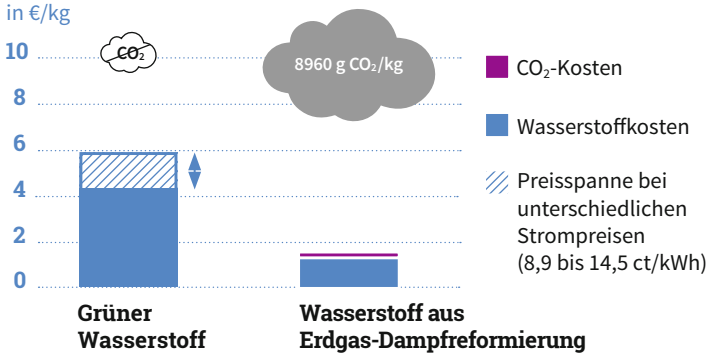
1,4 Mio. t CO_2-Äq. pro Jahr können durch den Einsatz von grünem Wasserstoff eingespart werden.[8]

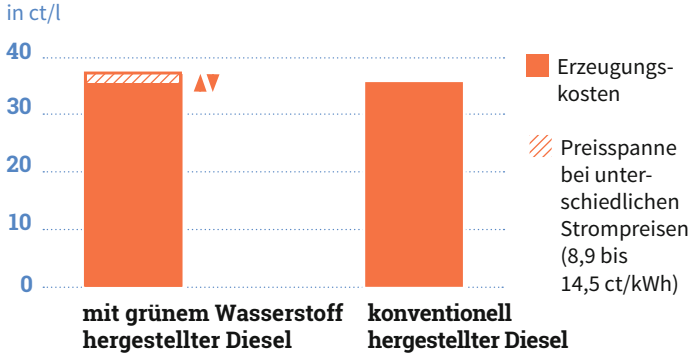
H_2 **Wasserstoff**

- Leicht zu realisierende Emissionsreduktion durch einfache Integration in bestehende Prozesse
- Durch die Erzeugung am Ort des Verbrauchs ist kein Transport erforderlich.
- ! Der Emissionsminderungseffekt des grünen Wasserstoffs im Raffinerieprozess findet im Rahmen der Treibhausgasquotenverpflichtung gem. § 37a BImSchG für das Inverkehrbringen des Kraftstoffs keine Berücksichtigung.

Kostenvergleich für die Herstellung von Wasserstoff und Diesel, aktueller Stand in Deutschland[9]

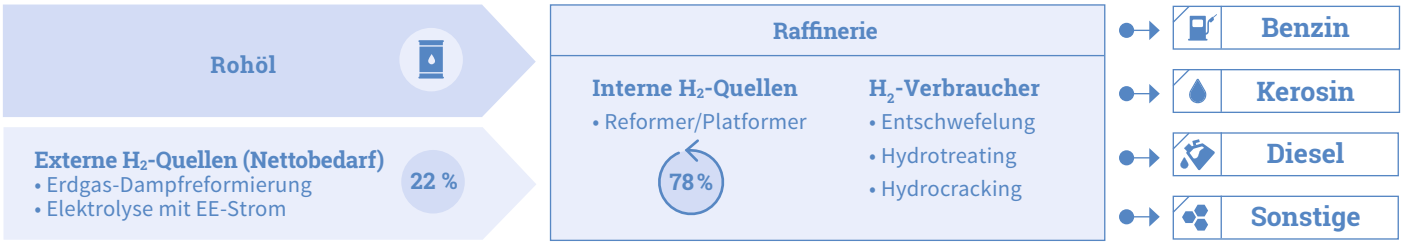
Bei den Wirtschaftlichkeitsberechnungen werden die Kosten der Wasserstoffbereitstellung einschließlich der Kosten der CO_2-Emissionen bei der Herstellung betrachtet, bei den Herstellungskosten für Diesel die gesamten Erzeugungskosten.





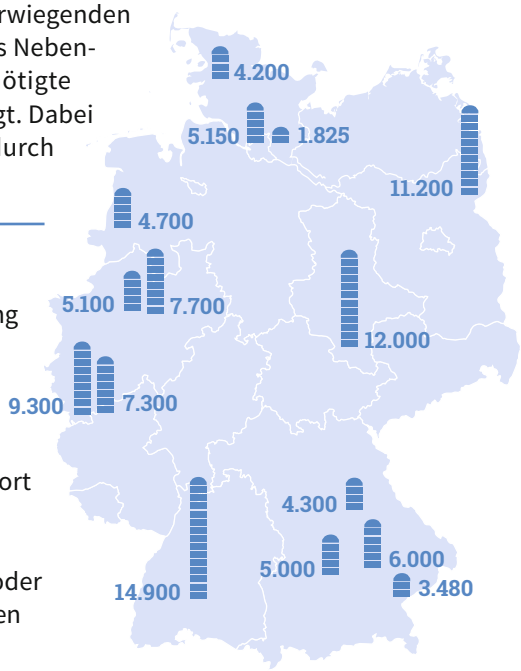
Der Einsatz von grünem Wasserstoff anstelle von konventionell produziertem Wasserstoff erhöht die Herstellungskosten für Diesel lediglich um 0,9 bis 1,6 Prozent (in Abhängigkeit vom angesetzten Strompreis 8,9 bis 14,5 ct/kWh). Durch den Einsatz von grünem Wasserstoff können 11 g CO_2/l_{Diesel} beim Herstellungsprozess eingespart werden (eigene Berechnung).

Wasserstoff im Raffinerieprozess



Eigene Darstellung nach LSBT (2017)

Für viele Raffinerieprozesse wird Wasserstoff benötigt. Dieser wird zum überwiegenden Teil (78 Prozent) durch interne Raffinerieprozesse selbst gewonnen (z. B. als Nebenprodukt der katalytischen Benzinreformierung[10]). Der darüber hinaus benötigte Wasserstoff (22 Prozent) wird derzeit aus Erdgas-Dampfreformierung erzeugt. Dabei wird klimaschädliches CO_2 freigesetzt. Dieser Wasserstoff kann zukünftig durch CO_2-neutralen grünen Wasserstoff ersetzt werden.[11]



Rohöl verarbeitende Raffinerien (mit atmosphärischer Destillation), Verarbeitungskapazität in Tsd. t/a 1; Kästchen entspricht 1 Mio. t | Eigene Darstellung nach MWV (2016)

Alternative Technologien

Bisher ist die CO_2-intensive Wasserstoffgewinnung aus Erdgas-Dampfreformierung die Technologie, die im Raffinerieprozess ausschließlich angewendet wird.

Infrastruktur

Die Versorgung der Raffinerien mit grünem Wasserstoff kann direkt am Standort erfolgen. Dadurch können die Elektrolyseure in bestehende Prozesse eingebunden und Abwärmepotenziale genutzt werden. Eine zentrale Erzeugungsstruktur wäre geeignet, insbesondere da bestehende Wasserstoffpipelines oder umgewidmete Erdgaspipelines zu den Raffineriestandorten verwendet werden könnten.

Rechtspolitischer Rahmen

Der erneuerbare Strom, der bei der Elektrolyse eingesetzt wird, ist mit hohen Stromnebenkosten belastet (vgl. Factsheet „Power to X: Strombezug“). Für stromkostenintensive Industrieunternehmen wie Erdölraffinerien kommt jedoch eine EEG-Umlagereduzierung nach § 64 EEG 2017 in Betracht.[12] Die Raffinerieindustrie nimmt grundsätzlich mit dem gesamten CO_2-Ausstoß einer Anlage am Emissionshandel des EU-ETS[13] bzw. TEHG[14] teil. Der Einsatz von grünem Wasserstoff anstelle von Wasserstoff aus Erdgas-Dampfreformierung wirkt sich positiv auf die ETS-Kosten einer Raffinerie aus, weil weniger CO_2 emittiert wird und aus diesem Grund weniger CO_2-Zertifikate erworben werden müssen. Emissionen von Raffinerieprodukten, z. B. Diesel, werden dabei nicht gesondert ermittelt und unterliegen somit nicht dem ETS-Handel. Im Rahmen der Treibhausgasquoten nach der Kraftstoffqualitätsrichtlinie bzw. § 37a BImSchG, 37. BImschV für das Inverkehrbringen von Kraftstoffen wird auf die Emissionen abgestellt, die beim Einsatz des Kraftstoffs (z. B. Wasserstoff oder synth. Methan) emittiert werden (Non-ETS-Bereich). Der Emissionsminderungseffekt des grünen Wasserstoffs, der im Raffinerieprozess eingesetzt wird, findet hier keine Berücksichtigung.

1 Insgesamt emittierte die am EU-Emissionshandel teilnehmende Industrie im Jahr 2016 ca. 123 Mio. t CO_2, UBA, DEHSt (2017). **2** ENCON & LBST (2018), LBST (2017). **3** Fz. Jülich (2015). **4** 60 Prozent der Raffinerieprodukte sind Kraftstoffe für den Mobilitätssektor, dena (2016a). **5** LBST (2017), eigene Berechnung. **6** UBA, DEHSt (2017). **7** BMUB (2016). **8** Fz. Jülich (2015), LBST (2017), eigene Berechnung. **9** Für die Berechnung zur Herstellung der Power Fuels werden die Daten der entsprechenden PtX-Technologien verwendet. **10** Shell Deutschland Oil (2017). **11** LSBT (2017). **12** Die Begrenzung erfolgt auf Antrag für jeweils das letzte abgeschlossene Geschäftsjahr vor Antragstellung für Unternehmen, die der Liste 1 oder 2 des Anhang 4 des EEG 2017 zuzuordnen sind, soweit die Stromkostenintensität mind. 14 Prozent bzw. 20 Prozent beträgt. **13** Emissions Trading System der EU, Richtlinie 2003/87/EG (Emissionshandelsrichtlinie). **14** Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz.

Herausgeber: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Chausseestr. 128 a, 10115 Berlin, Tel.: +49 (0)30 66 777-0 **Konzeption:** BBHC, dena, IKEM **Gestaltung:** Ellery Studio **Druck:** Ruksaldruck GmbH & Co. KG **Stand:** 08/2018

dena
Deutsche Energie-Agentur

Strategieplattform Power to Gas

Stahlproduktion

Der Einsatz von grünem Wasserstoff in der Stahlproduktion ist eine vielversprechende Option, um die CO_2-Emissionen erheblich zu senken.

In Deutschland werden jährlich ca. 45 Mio. Tonnen Stahl erzeugt.[1] Die Stahlherstellung erfolgt heute überwiegend durch kohle- bzw. koksbasierte Prozesse zur Reduktion von Eisenerz im Hochofen. Dabei werden große Mengen CO_2 emittiert.
Eine Alternative zur gängigen Eisenerzreduktion im Hochofen unter Einsatz von Kohlenstoff ist die Direktreduktion von Eisenerz unter Einsatz von Wasserstoff. Darüber hinaus wird Wasserstoff bereits heute in der Stahlverarbeitung als Inertgas[2] eingesetzt. Dieser Wasserstoff wird bisher aus Erdgas-Dampfreformierung gewonnen. Grundsätzlich kann der heutige und der für die Direktreduktion zukünftig benötigte Wasserstoffbedarf sukzessiv durch grünen Wasserstoff gedeckt werden. Durch eine vollständige Substitution des Kohle- bzw. Koksbedarfs entsteht in Deutschland ein zusätzlicher Wasserstoffbedarf von 2,4 Mio. Tonnen pro Jahr.[3] Durch eine Vorortproduktion könnten auch die heute üblichen Lkw-Transporte des Wasserstoffs zur Stahlproduktionsanlage nahezu vollständig entfallen.

Ca. 67 Mio. t CO_2-Äq. emittiert die deutsche Stahlindustrie pro Jahr.[4] 49-51 % CO_2-Emissionen sollen bis 2030 gegenüber 1990 im Industriebereich eingespart werden.[5]

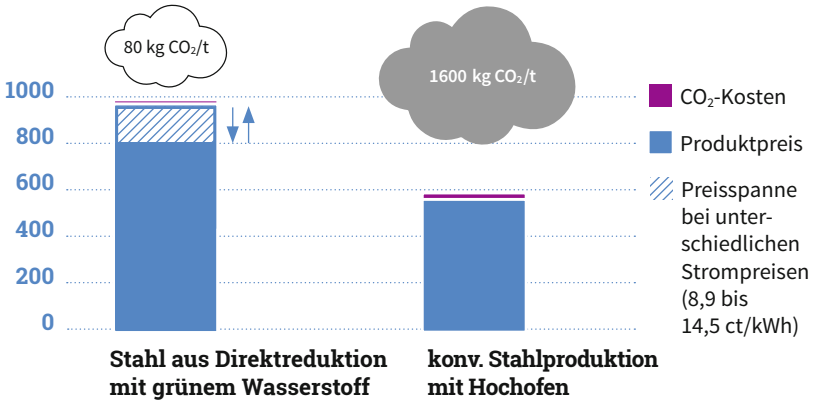
Bis zu 95 % CO_2-Emissionen können durch die Direktreduktion mit grünem Wasserstoff anstelle der Stahlerzeugung über die Hochofenroute eingespart werden.[6]

H_2 Wasserstoff

- Leicht zu realisierende Emissionsreduktion; durch die Erzeugung am Ort des Verbrauchs ist kein Wasserstofftransport erforderlich.
- Bei Stromengpässen kann der Prozess auf Erdgas umgestellt werden.
- Großes CO_2-Einsparpotenzial durch schrittweise Implementierung in neue Stahlerzeugungsprozesse
- Aufgrund seiner Lagerfähigkeit kann das reduzierte Eisenerz (DRI bzw. Eisenschwamm) eine Pufferfunktion übernehmen.
- ! Das EU-Emissionshandelssystem bietet kaum Anreize für den Einsatz von CO_2-neutralem Wasserstoff im Stahlprozess.

Kostenvergleich Stahlproduktion, aktueller Stand in Deutschland[7] in €/t

Bei den Wirtschaftlichkeitsberechnungen werden die Gesamtkosten der Stahlherstellung einschließlich der Kosten der CO_2-Emissionen bei der Herstellung berücksichtigt.

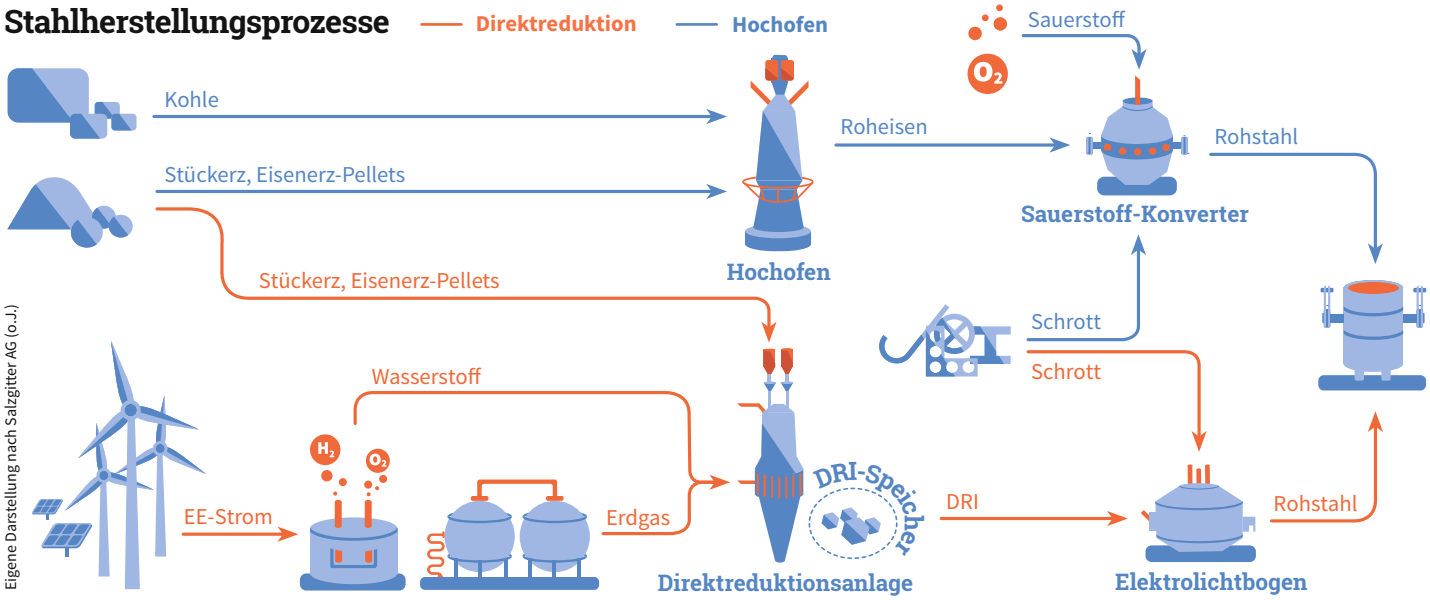


Es handelt sich um zwei verschiedene Verfahren zur Stahlherstellung (Direktreduktions- bzw. Hochofenroute). Da sich das Direktreduktionsverfahren mit grünem Wasserstoff noch in der Entwicklung befindet, handelt es sich um eine eigene Schätzung.

Alternative Technologien

Anstelle von Roheisen (z. B. Eisenschwamm) kann für die Herstellung bestimmter Stahlprodukte ausschließlich Stahlschrott in einem Elektrolichtbogenofen eingeschmolzen werden. Die zugeführte elektrische Energie wird durch den Lichtbogen mit sehr gutem Wirkungsgrad und hoher Energiedichte in Schmelzenergie überführt.[8] Der weltweit prognostizierte Anteil dieser schrottbasierten Elektrostahlerzeugung an der gesamten Stahlproduktion steigt von 25 Prozent im Jahr 2016 auf 50 Prozent im Jahr 2050.[9] Durch das Einschmelzen von Stahlschrott im Elektrolichtbogenofen lassen sich aufgrund von stahlschädlichen Verunreinigungen (z. B. Kupfer aus Elektrokabeln) allerdings nur begrenzt hochwertige Flachstahlprodukte herstellen. Hier wird die Stahlerzeugung aus Eisenerz erforderlich bleiben.[10]

Stahlherstellungsprozesse



Eigene Darstellung nach Salzgitter AG (o.J.)

Im Direktreduktionsverfahren wird Eisenerz mit Hilfe von Erdgas und/oder Wasserstoff zu Eisenschwamm (Direct Reduced Iron, DRI) reduziert, welcher anschließend im Elektrolichtbogenofen weiterverarbeitet werden kann. Der in Direktreduktionsanlagen eingesetzte Wasserstoff kann sukzessive durch grünen Wasserstoff ersetzt werden.[11] Je nach Ausbaustufe lassen sich 10 Prozent bis 95 Prozent der CO_2-Emissionen (bezogen auf die gesamte Prozesskette der Stahlerzeugung) einsparen.[12]

Infrastruktur

Die Versorgung der Stahlindustrie mit grünem Wasserstoff kann vor Ort erfolgen. Da der Direktreduktionsprozess konstant durchlaufen muss, kann bei Stromengpässen der Prozess auf Erdgas umgestellt werden. Außerdem kann bei einer hohen Stromproduktion eine höhere Menge Eisenschwamm erzeugt werden und somit durch seine Lagerfähigkeit eine gewisse Flexibilität im Produktionsprozess generiert werden.[13]

Rechtspolitischer Rahmen

Der erneuerbare Strom, der für die Elektrolyse eingesetzt wird, ist grundsätzlich mit hohen Stromnebenkosten belastet. Es kommen jedoch verschiedene Reduzierungen für Elektrolyseure in Betracht (vgl. Factsheet „Power to X: Strombezug“).[14] Für stromkostenintensive Industrieunternehmen ist darüber hinaus grundsätzlich die EEG-Umlagereduzierung nach § 64 EEG 2017 anwendbar. Die Stahlindustrie nimmt am Emissionshandel des EU-ETS[15] bzw. TEHG[16] teil. Der Einsatz von grünem Wasserstoff wirkt sich insoweit positiv auf die CO_2-Kosten einer Anlage aus, als dass weniger CO_2-Zertifikate erworben werden müssen, da weniger CO_2 emittiert wird. Nach heutigem Stand der Emissionshandelsrichtlinie würden für den Prozess der Direktreduktion jedoch auch weniger Zertifikate kostenlos zugeteilt, da der Benchmark für dieses Verfahren geringer ist. Das ETS-Handelssystem bietet für Unternehmen, die ihren Prozess von der heutigen Hochofenroute auf Basis von Kokskohle auf ein Direktreduktionsverfahren umstellen, daher keinen großen Anreiz.[17]

1 DWV (2018). **2** Reaktionsträges Gas, das sich an nur wenigen chemischen Reaktionen beteiligt. **3** LBST (2017). **4** DWV (2018). **5** BMUB (2016). **6** Salzgitter AG (o.J.). **7** Für die Berechnung zur Herstellung der Power Fuels werden die Daten der entsprechenden PtX-Technologien verwendet. **8** Wirtschaftsvereinigung Stahl (o.J.). **9** HYBRIT (o.J.). **10** Expertenbefragung. **11** Bsp. Salzgitter AG, Projekt SALCOS® (SAlzgitter Low CO_2-Steelmaking). **12** Salzgitter AG (o.J.). **13** Salzgitter AG (o.J.). **14** z. B. § 118 Abs. 6 S. 7 EnWG oder § 9a StromStG. **15** Emissions Trading System der EU, Richtlinie 2003/87/EG (Emissionshandelsrichtlinie). **16** Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz. **17** Die Zuteilung von CO_2-Zertifikaten erfolgt EU-weit nach einheitlichen Zuteilungsregeln, wobei in der laufenden dritten Handelsperiode seit dem Jahr 2013 der überwiegende Teil der Zertifikate nicht mehr kostenlos vergeben, sondern versteigert wird. Übergangsweise gibt es weiterhin eine kostenlose Zuteilung für die Industriesektoren, die einem starken internationalen Wettbewerb ausgesetzt sind. Die kostenlose Zuteilung erfolgt auf Basis anspruchsvoller Richtwerte, sogenannter Benchmarks. Diese richten sich nach dem Durchschnitt der EU-weit 10 % besten Technologien eines Sektors.

Herausgeber: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Chausseestr. 128 a, 10115 Berlin, Tel.: +49 (0)30 66 777-0 **Konzeption:** BBHC, dena, IKEM **Gestaltung:** Ellery Studio **Druck:** Ruksaldruck GmbH & Co. KG **Stand:** 08/2018

dena
Deutsche Energie-Agentur

Strategieplattform Power to Gas

Industrielle Prozesswärme

Power Fuels können bei der Dekarbonisierung industrieller Prozesswärmeanwendungen eine wichtige Rolle spielen. Sie können insbesondere dann eingesetzt werden, wenn keine effizienten elektrothermischen Alternativen zur Verfügung stehen oder produktionsspezifische Anforderungen einen Verbrennungsprozess erfordern.

Der Industriesektor ist gegenwärtig für rund 30 Prozent des deutschen Endenergieverbrauchs und somit für erhebliche CO_2-Emissionen verantwortlich. Der Großteil der Endenergie (65 Prozent bzw. 467 TWh) wird für die industrielle Prozesswärmebereitstellung eingesetzt, dabei dominieren fossile Brennstoffe wie Erdgas, Erdöl oder Steinkohle mit ca. 80 Prozent.[1] Grundsätzlich existieren auch strombasierte Technologien zur Prozesswärmebereitstellung, z. B. Elektrodenkessel und Wärmepumpen. Rund 75 Prozent der industriellen Prozesswärme wird jedoch auf einem Temperaturniveau von über 500 °C benötigt,[2] für das nach heutigem technischen Stand elektrothermische Querschnittstechnologien[3] nur in begrenztem Maße zur Verfügung stehen. Bei der Verwendung von Power Fuels kann Wärme auch auf diesen hohen Temperaturniveaus klimafreundlich mit etablierten Technologien und ohne tiefgreifende Eingriffe in die bestehenden Produktionsverfahren bereitgestellt werden. Power Fuels stellen somit für die Dekarbonisierung der Prozesswärmebereitstellung eine passende Ergänzung zur elektrischen Wärmebereitstellung dar.[4]

126 Mio. t CO_2-Äq. wurden 2016 durch die Verbrennung fossiler Brennstoffe für die Bereitstellung von industrieller Prozesswärme emittiert.[5]

49-51 % CO_2-Emissionen sollen bis 2030 gegenüber 1990 im Industriesektor eingespart werden.[6]

H_2 Wasserstoff

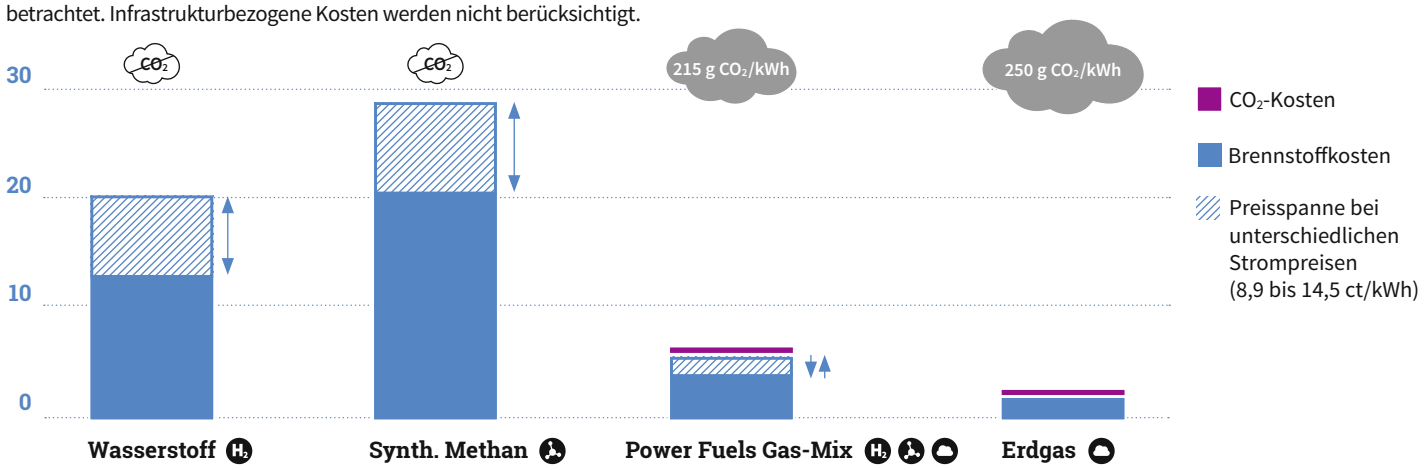
- ✓ Möglichkeit zur Dekarbonisierung von hohen Temperaturniveaus und schwer elektrifizierbaren Anwendungen
- ! Höhere Gesamtkosten: Die Kosten für Power Fuels sind insbesondere von den Stromgestehungs- und -nebenkosten abhängig.

Synthetisches Methan

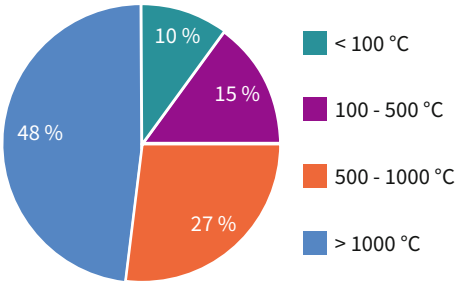
- ✓ Weiternutzung von bereits erprobten Technologien (z. B. Industriekessel und -öfen)
- ! Aufgrund geringer Preise für Emissionszertifikate bietet das EU-Emissionshandelssystem kaum Anreize für den Einsatz von Power Fuels in der Prozesswärme.

Brennstoffkostenvergleich der unterschiedlichen Energieträger, aktueller Stand in Deutschland[7] in ct/kWh

Bei den Wirtschaftlichkeitsberechnungen werden die Kosten der Brennstoffbereitstellung einschließlich der Kosten der CO_2-Emissionen bei der Herstellung betrachtet. Infrastrukturbezogene Kosten werden nicht berücksichtigt.



Power Fuels Gas-Mix: Analog zum Wärmemarkt für Haushalte wird von einer derzeit möglichen Mischung von 80 Volumenprozent Erdgas, 10 Volumenprozent Wasserstoff und 10 Volumenprozent synth. Methan ausgegangen. Für Energieerzeugnisse, die von Unternehmen des produzierenden Gewerbes in bestimmten Prozessen (u.a. Herstellung von Glas, Keramik, Zement, chemische Reduktionsverfahren, Stahlerzeugung) verheizt werden, fällt keine Energiesteuer an (vgl. § 51 EnergieStG).



Eigene Darstellung nach DLR (2017)

Prozesswärme nach Temperaturniveaus

Prozesswärme beschreibt grundsätzlich diejenige Wärme, welche zur Herstellung, Weiterverarbeitung oder Veredelung von Produkten genutzt wird. Dabei wird Wärme aufgrund der hohen Diversität von industriellen Produktionsprozessen auf unterschiedlichen Temperaturniveaus benötigt.
Ein hohes Temperaturniveau von über 500 °C ist beispielsweise für Produktionsprozesse in den Wirtschaftszweigen Grundstoffchemie, Glas und Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden sowie Metallerzeugung und -bearbeitung erforderlich.[8]

Alternative Technologien

Neben Power Fuels kann die Dekarbonisierung der Prozesswärmebereitstellung über effiziente strombasierte Querschnittstechnologien wie Elektrodenkessel und Wärmepumpen erfolgen. Diese Technologien können Wärme jedoch lediglich bis zu einem begrenzten Temperaturniveau von max. 240 °C bereitstellen.[9] Darüber hinaus existieren direkt-elektrische Prozesswärmeanwendungen, welche deutlich höhere Temperaturniveaus abdecken können, wie beispielsweise elektrische Schmelzwannen in der Glasindustrie oder elektrische Schmelzöfen in Aluminiumgießereien. Die direkte Umwandlung von elektrischer Energie in Wärme ist aus energetischer Sicht in der Regel effizienter als über die Zwischenprodukte der Power Fuels. Das Einsatzgebiet Power Fuels ist daher vorwiegend in jenen Produktionsprozessen zu sehen, in denen keine effizienten elektrothermischen Alternativen zur Verfügung stehen, z. B. bei der Oberflächenbehandlung von Keramiken und Ziegeln oder bei der Weiterverarbeitung von Stahl.[10] Für das Jahr 2050 wird davon ausgegangen, dass ein industrieller Prozesswärmebedarf von circa 200 TWh besteht, welcher ausschließlich über Verbrennungsprozesse gedeckt werden kann.[11] Dieser Bedarf ist dadurch besonders interessant für Power Fuels. Ferner können zur Bereitstellung von Prozesswärme auch biogene Brennstoffe, wie z. B. Biomethan, eingesetzt werden. Jedoch ist die Verfügbarkeit von Biomethan aufgrund der begrenzten landwirtschaftlichen Anbauflächen in Deutschland insbesondere vor dem Hintergrund der Konkurrenz zur Lebensmittelproduktion limitiert. Ebenfalls kann eine verstärkte Nutzung von industrieller Abwärme zur Dekarbonisierung der Prozesswärmebereitstellung beitragen, wobei diese jedoch eher durch ein niedriges Temperaturniveau gekennzeichnet ist.

Rechtspolitischer Rahmen

Beim Strombezug eines Unternehmens zur elektrolysebasierten Erzeugung von Prozesswärme entstehen grundsätzlich Stromnebenkosten (vgl. Factsheet „PtX-Strombezug“). Ein Unternehmen des produzierenden Gewerbes kann jedoch von einer Stromsteuerprivilegierung profitieren, wenn der Strom zur Elektrolyse entnommen wird.[12] Je nachdem, ob das Unternehmen einem Wirtschaftszweig der Anlage 4 des EEG 2017 angehört und insbesondere stromkostenintensiv ist, kann eine EEG-Umlagebegrenzung um bis zu 20 Prozent nach den Begrenzungsfällen der besonderen Ausgleichsregelung möglich sein, §§ 64, 63 Nr. 1 EEG 2017. Abhängig davon, ob das Unternehmen am ETS-Handel[13] beteiligt ist, kann sich die Herstellung von Wasserstoff und/oder synthetischem Methan auf EE-Strombasis zur anschließenden Prozesswärmeerzeugung letztlich reduzierend auf die CO_2-Kosten des Unternehmens auswirken, da weniger Zertifikate erworben werden müssen.

1 BMWi (2018). **2** DLR (2017). **3** Technologien, deren Einsatzgebiet nicht auf einzelne Wirtschaftszweige begrenzt ist. So werden Industrieöfen zur Wärmeberreitstellung, als Beispiel für eine Querschnittstechnologie, in mehreren Wirtschaftszweigen eingesetzt. **4** Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Frontier Economics (2018). **5** BMWi (2018). **6** BUMB (2016). **7** Für die Berechnung zur Herstellung der Power Fuels werden die Daten der entsprechenden PtX-Technologien verwendet. **8** Fraunhofer IFAM (2014). **9** Biedermann, Kolb (2014). **10** VDE (2015). **11** Agora Verkehrswende, Agora Energiewende & Frontier Economics (2018). **12** § 9a Abs. 1 Nr. 1, § 2 Nr. 3 StromStG. **13** EU Emissions Trading System (EU-Emissionshandelssystem), Richtlinie 2003/87/EG, Umsetzung im Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG), nach Anlage 1 Teil 2 des TEHG nehmen grundsätzlich Betreiber großer Verbrennungsanlagen mit einer Feuerungswärmeleistung über 20 Megawatt (größtenteils Energieanlagen und energieintensive Industrieanlagen) am ETS in Deutschland teil.

Herausgeber: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Chausseestr. 128 a, 10115 Berlin, Tel.: +49 (0)30 66 777-0 **Konzeption:** BBHC, dena, IKEM **Gestaltung:** Ellery Studio **Druck:** Ruksaldruck GmbH & Co. KG **Stand:** 08/2018

dena
Deutsche Energie-Agentur

Strategieplattform Power to Gas

Gebäudebestand

Power Fuels können einen wichtigen Beitrag zu einer CO_2-armen Energiebereitstellung im Gebäudebestand auf Basis bestehender Heizungssysteme und Energieinfrastrukturen leisten.

Der Gebäudesektor mit seinen rund 22 Mio. Gebäuden[1] bietet große technische Potenziale für eine Steigerung der Energieeffizienz und den Einsatz erneuerbarer Energien. Gleichzeitig ist der Gebäudesektor in hohem Maße heterogen, etwa bei der Eigentümer- und Nutzerstruktur, den unterschiedlichen Gebäudetypen, dem energetischen Gebäudezustand sowie den eingesetzten Technologien und Energieträgern. Der sinnvolle Einsatz von energetischen Maßnahmen oder CO_2-armen Heizungstechnologien und Energieträgern ist daher stark abhängig von den jeweiligen Ausgangssituationen und Anforderungen. Dabei sind auch die langen Investitionszyklen im Gebäudebereich zu berücksichtigen.

Im Gebäudebestand wird Gas voraussichtlich ein entscheidender Energieträger bleiben. Im Jahr 2015 wurde 75 Prozent der Raumwärme in Gebäuden mit Gas erzeugt (80 Prozent im Bestand, 51 Prozent im Neubau).[2] Aufgrund der schleppenden Austauschraten bei Heizungsanlagen ist davon auszugehen, dass Gasheizungen voraussichtlich auch nach 2040 im Einsatz bleiben. CO_2-neutral hergestelltes synthetisches Methan und Wasserstoff könnten sukzessive in bestehende Infrastrukturen eingespeist werden und somit fossiles Erdgas in bestehenden Heizungssystemen ersetzen.

119 Mio. t CO_2-Äq. betrugen die Emissionen im Gebäudebereich im Jahr 2014.[3]

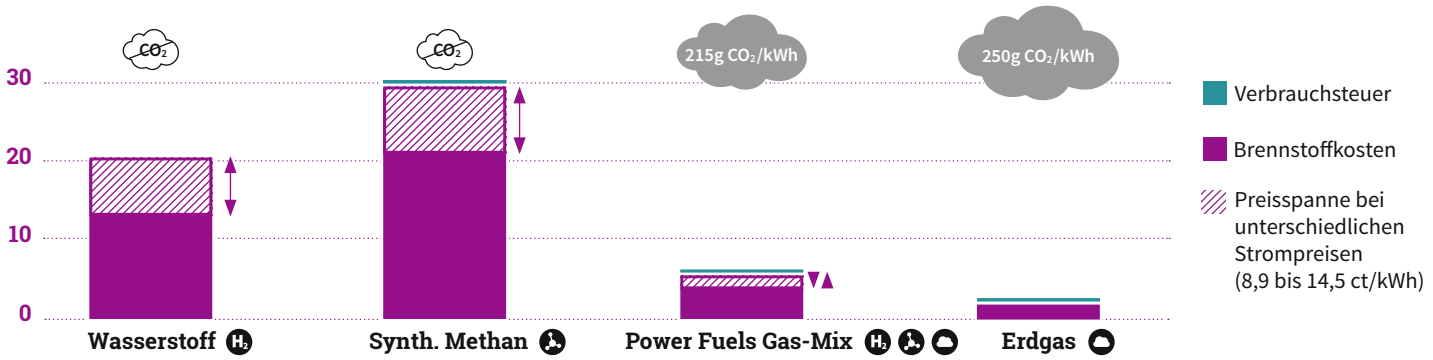
66-67 % der CO_2-Emissionen sollen bis 2030 gegenüber 1990 im Gebäudesektor eingespart werden.[4]

Synthetisches Methan/ Beimischung von Wasserstoff

- Die Weiternutzung bestehender Infrastrukturen (Gasnetze sowie durch KWK gespeiste Fernwärmenetze) und Heizungssysteme (vor allem Gasbrennwertkessel oder Hybridsysteme) ist möglich.
- Die Nutzung von Power Fuels als Teil eines ausgewogenen Technologiemixes ermöglicht auch bei einem weniger starken Anstieg notwendiger Sanierungsmaßnahmen das Erreichen der Klimaziele.
- Es bestehen bisher keine ausreichenden Anreize für die Nutzung von synth. Methan und keine verbindlichen Regelungen zur Höhe der Beimischquote von Wasserstoff ins Erdgasnetz.

Brennstoffkostenvergleich der unterschiedlichen Energieträger, aktueller Stand in Deutschland[5] in ct/kWh

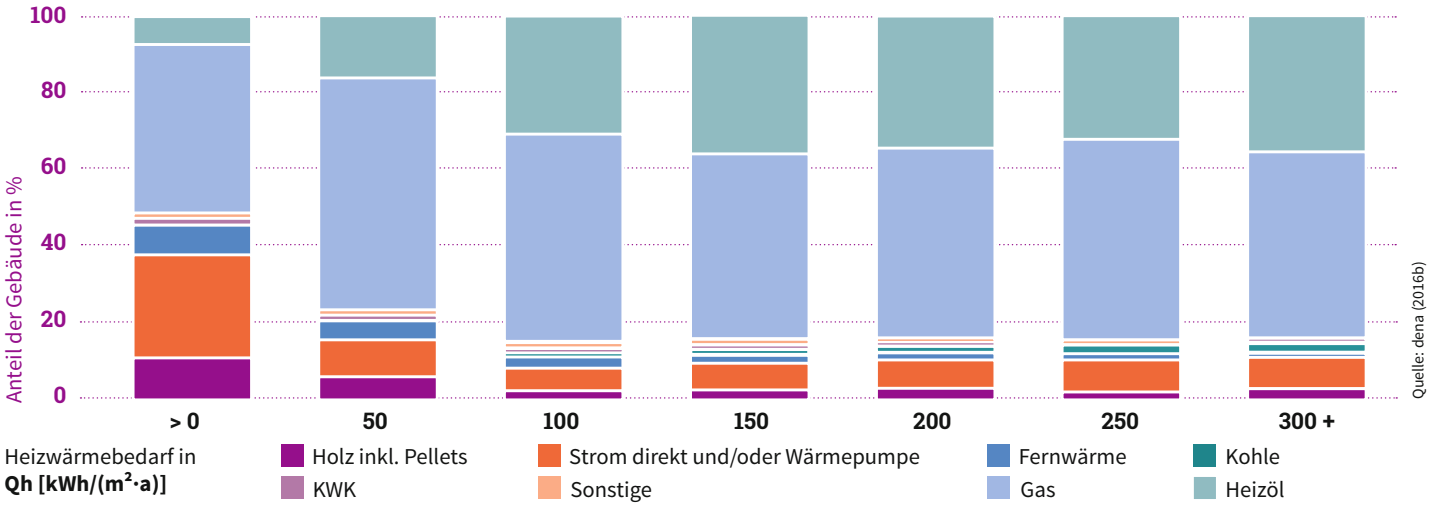
Bei den Wirtschaftlichkeitsberechnungen werden die Kosten der Kraftstoffbereitstellung betrachtet. Infrastrukturbezogene Kosten werden nicht berücksichtigt.



Power Fuels Gas-Mix: Es wird von einer derzeit möglichen Mischung von 80 Volumprozent Erdgas, 10 Volumprozent Wasserstoff und 10 Volumprozent synth. Methan ausgegangen, orientiert an den EE-Quoten des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) sowie des Erneuerbare-Wärme-Gesetz (EWärmeG), in Baden-Württemberg von jeweils mind. 15 Prozent.

Energieträgereinsatz nach Energieeffizienz der Gebäudehülle

62 Prozent der Wohngebäude wurden vor 1979, also vor der 1. Wärmeschutzverordnung, errichtet und weisen im Vergleich zu Neubauten einen hohen Energiebedarf auf.[6] Folglich besteht hier nach wie vor großes Energieeinsparpotenzial. Die aktuelle Sanierungsrate liegt bei rund einem Prozent.[7] Eine Steigerung auf mindestens 1,4 Prozent wird als notwendig angesehen, um die Klimaziele 2050 zu erreichen.[8] Als erneuerbare Technologien werden in Zukunft vor allem mit EE-Strom betriebene Wärmepumpen in Verbindung mit Umweltwärme wie z. B. Geo- und Solarthermie sowie die Nutzung von Biomasse eine wichtige Rolle spielen. Wärmepumpen können dabei vorwiegend in Wohngebäuden mit einem niedrigen Heizwärmebedarf zum Einsatz kommen (d. h. insbesondere in solchen, die eine energieeffiziente Gebäudehülle besitzen wie der Neubau und der sanierte Altbau), da nur hier ein ausreichend hoher Wirkungsgrad erzielt werden kann. Für den übrigen Gebäudebestand (ab 100 kWh/(m²·a)) stellt der Einsatz von Power Fuels eine sinnvolle Lösung dar.



Rechtspolitischer Rahmen

Im gegenwärtigen Rechtsrahmen werden keine ausreichenden Anreize zur CO_2-Minderung im Gebäudebestand über den Einsatz von Methan und Wasserstoff aus erneuerbarem Strom gesetzt. Niedrige Brennstoffpreise und hohe Belastungen des EE-Stroms mit Stromnebenkosten (vgl. Factsheet „Power to X: Strombezug") hemmen den Einsatz synthetischer erneuerbarer Gase im Gebäudebereich. Synthetisches erneuerbares Gas wird bisher nicht als erneuerbare Energie im Sinne von § 2 Abs. 1 EEWärmeG[9] betrachtet und kann daher nicht bei der Erfüllung der Quotenverpflichtung des EEWärmeG berücksichtigt werden.[10] Die Bestimmungen des EEWärmeG gelten darüber hinaus nur für neu errichtete Gebäude.[11] Auch im Referentenentwurf des geplanten Gebäudeenergiegesetzes finden synthetische erneuerbare Gase keine Berücksichtigung, z. B. bei der Festlegung des Primärenergiefaktors der Energieträger.

In der Praxis müssen derzeit bei der Nutzung von modernen Heizungstechnologien und Effizienzmaßnahmen im Gebäudebestand oft ordnungsrechtliche Bestimmungen, wie z. B. Brand- und Denkmalschutzvorschriften, gleichermaßen berücksichtigt werden.

Wasserstoff und synthetisches Methan werden nach § 3 Nr. 10c EnWG wie Biogas behandelt.[12] Daraus folgt ein vorrangiger Anspruch auf Einspeisung in das Erdgasnetz und eine Befreiung von den Einspeiseentgelten.[13] Verbindliche Regelungen zur Höhe der Beimischquote von Wasserstoff in das Erdgasnetz gibt es bisher nicht.[14]

1 18,8 Mio. Wohngebäude (bzw. 40,3 Mio. Wohneinheiten) und 2,7 Mio. Nichtwohngebäude (ohne Industrie), dena (2018a). **2** dena (2016b). **3, 4** BMUB (2016). **5** Für die Berechnung zur Herstellung der Power Fuels werden die Daten der entsprechenden PtX-Technologien verwendet. **6** dena (2016b). **7** 0,95 Prozent bezogen auf den Altbaubestand (vor 1978) im Zeitraum 2005-2008, dena (2016b). **8** dena (2018a). **9** Insb. kein Biogas i.S.v. § 2 Abs. 1 Nr. 4 EEWärmeG. **10** Auch die Möglichkeit der Erfüllung der Pflicht durch eine Energieeinsparmaßnahme als Ersatzmaßnahme, gem. § 7 Abs. 1 Nr. 2 i.V.m. Anlage VII EEWärmeG und der Energieeinsparverordnung (EnEV) kommt nicht in Betracht, denn für synth. Gas ist in der EnEV bisher kein positiver bzw. geringer Primärenergiefaktor enthalten. **11** § 3 Abs. 1 S. 1 EEWärmeG; Ausnahme: EWärmeG Baden-Württemberg, das eine Nutzungspflicht für EE für Gebäude ab 2009 vorsieht. **12** Wenn der eingesetzte Strom sowie das zur Methanisierung eingesetzte CO_2 oder CO über 80 Prozent aus erneuerbaren Energiequellen stammt. **13** Vgl. § 34 GasNZV und § 19 Abs. 1 S. 3 GasNEV. **14** § 36 Abs. 1 GasNZV regelt lediglich die Pflicht des Anschlussnehmers sicherzustellen, dass bei der Einspeisung des Gases die Anforderungen der Arbeitsblätter G 260 und G 262 des DVGW eingehalten werden.

Herausgeber: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Chausseestr. 128 a, 10115 Berlin, Tel.: +49 (0)30 66 777-0 **Konzeption:** BBHC, dena, IKEM **Gestaltung:** Ellery Studio **Druck:** Ruksaldruck GmbH & Co. KG **Stand:** 08/2018