

„E-FUELS“

Darstellung der aktuellen Studienlage zu Power-to-X-Produkten

Auftraggeber:

Amt der Steiermärkischen Landesregierung
Abteilung 15 Energie, Wohnbau, Technik –
Fachabteilung Energie und Wohnbau

Graz, April 2021

IMPRESSUM:

Auftraggeber:

Amt der Steiermärkischen Landesregierung
Abteilung 15 - Energie, Wohnbau, Technik
Landhausgasse 7, 8010 Graz
Telefon: +43 (316) 877 4381
E-Mail: abteilung15@stmk.gv.at
Internet: www.technik.steiermark.at

Herausgeber und für den Inhalt verantwortlich:

Energie Agentur Steiermark gGmbH
Nikolaiplatz 4a, 8020 Graz
Telefon: +43 (316) 269 700 0
E-Mail: office@ea-stmk.at
Internet: www.ea-stmk.at

Autorin:

DI Theresa Urbanz, MSc (Energie Agentur Steiermark gGmbH)

Der Inhalt dieser Studie wurde von der Energie Agentur Steiermark im Auftrag der Abteilung 15, Fachabteilung Energie- und Wohnbau nach bestem Wissen und Gewissen auf Basis einer umfassenden Literaturrecherche erarbeitet. Der Bericht fasst die aktuelle Studienlage objektiv und ohne den Anspruch einer abschließenden Bewertung zusammen. Die Verantwortung für den Inhalt liegt bei der Autorin. Rückmeldungen zu den verwendeten Studien, weiterführendes Studienmaterial oder sonstige Anmerkungen zum Inhalt können gerne an office@ea-stmk.at zugesandt werden.

© Graz, im April 2021, Energie Agentur Steiermark

ZUSAMMENFASSUNG

Als e-fuels werden synthetische Kraftstoffe bezeichnet, die auf Basis von Strom, Wasserstoff und CO₂ hergestellt werden. Mit entsprechender Aufbereitung können PtX-Stoffe erdölbasierte Kraft- und Brennstoffe wie Benzin, Diesel, Heizöl, Erdgas, usw. qualitätsgesichert relativ problemlos in den heutigen Anwendungen ersetzen. Im Unterschied zu den fossilen Produkten gelten diese bei Verwendung von erneuerbarer Energie allerdings als nahezu klimaneutral. Im Auftrag des Landes Steiermark wurde die aktuelle Studienlage zu **e-Wasserstoff, strombasierten Fischer-Tropsch-Kraftstoffen, strombasiertem Methanol sowie für synthetisches erneuerbares Gas** näher beleuchtet und hierfür die Herstellung, Wirkungsgrade, Ökobilanzen, Kosten sowie Zukunftsaussichten umfassend recherchiert.

Zusammenfassend kann aus den untersuchten Quellen Folgendes festgehalten werden:

- **Fischer-Tropsch- und Methanolsynthese sind etablierte Technologien.** Die **Herausforderungen** beim Aufbau einer industriellen PtX-Produktion bestehen in der **Hochskalierung der Elektrolyseure** und **CO₂-Abscheidung** sowie in der Bereitstellung der erforderlichen **erneuerbaren Stromerzeugung**. Je 277,78 GWh (1 PJ) PtX-Kraftstoff werden ca. 560 GWh (ca. 2 PJ) erneuerbarer Strom benötigt. Der energetische Endverbrauch für Diesel, Benzin, Flugturbinenkraftstoff und Heizöle betrug in der Steiermark 2018 ca. 17.222 GWh (62 PJ). Man benötigt somit zumindest die **2-3-fache Menge an erneuerbarem Strom** zur Deckung dieses Bedarfs, wobei aktuell in der Steiermark etwa nur ein Drittel oder ca. 5.800 GWh (21 PJ) erneuerbarer Strom pro Jahr produziert werden. Somit müssten grob geschätzt zusätzlich ca. 26 GW_p PV-Anlagen (ca. 366 km²) oder 4.108 Stk. Windräder à 3,3 MW in der Steiermark installiert werden.
- Mit einem **großskaligen Markthochlauf von PtX wird laut diversen Studien erst zwischen 2030-2040** gerechnet, wobei der primäre Einsatz der synthetischen erneuerbaren Kraftstoffe voraussichtlich in alternativen Bereichen des Verkehrssektors (Luftfahrt, Schifffahrt etc.) sein wird. Erste größere Demonstrationsanlagen werden in den nächsten Jahren in Europa errichtet werden (z.B. Deutschland, Norwegen, Dänemark etc.). Die zukünftige großindustrielle Produktion wird vermutlich vermehrt an Standorten mit vorteilhafteren erneuerbaren Potentialen (z.B. südliche Regionen) erfolgen und somit die Wertschöpfung dorthin verlagern.
- Für einen **wirtschaftlichen PtX-Anlagenbetrieb** werden zumindest **3.000-4.000 Volllaststunden** benötigt. Hierbei besteht die Herausforderung, diese Anforderung mit der fluktuierenden erneuerbaren Erzeugung bzw. einer effizienten Überschussverwertung in Einklang zu bringen.
- Die in der Literatur erwarteten EndverbraucherInnenpreise (Deutschland) werden mit etwa **€ 1,42-2,36 pro Liter (€ 0,149-0,248 je kWh) bis 2030 bzw. € 0,76-1,85 pro Liter (€ 0,111-0,194 je kWh) bis 2050** angegeben, wobei die Untergrenze als eher optimistische Entwicklung zu verstehen ist, die schon jetzt den massiven Ausbau der Produktionskapazitäten bedingt. Zum Vergleich: Diesel kostet in Österreich derzeit etwa € 1,10 je Liter (€ 0,10 je kWh) bzw. 1.000 Liter Heizöl extraleicht ca. € 0,69 je Liter (€ 0,07 je kWh), inkl. Steuern etc.. Aktuell wird damit gerechnet, dass **PtX-Kraftstoffe auch langfristig**

wahrscheinlich teurer sein werden als die fossilen Referenzprodukte, wobei auch die Preise der fossilen Produkte steigen können.

- PtX-Kraftstoffe haben bei Verwendung von 100 % erneuerbarer Energie und in Abhängigkeit von der Stromherstellung und der Prozesstechnologie ein **um 40-90 % geringeres Treibhausgaspotential** als die fossilen Referenzprodukte. Bei den sonstigen Umweltauswirkungen wie Versauerungs- und Eutrophierungspotential, Ozonabbaupotential, Feinstaubbelastung, Flächen-, Rohstoff- und Wasserbedarf sowie dem notwendigen Energieeinsatz zur Herstellung wurden allerdings tendenziell größere Belastungen festgestellt. Die **zukünftigen Einsatzbereiche** sind daher mittels **Multikriterienanalyse** genau abzuwiegen.
- Die **PtL-Gesamtanlageneffizienz** (Stromeinsatz im Vergleich zum Heizwert des Endprodukts) liegt je nach Verfahrenskonfiguration **zwischen 36-52 %** bzw. bei **Wasserstoff bei ca. 53-61 %**. Bis 2050 werden noch Effizienzverbesserungen erwartet. Diese Gesamteffizienz wird noch durch die **anschließenden Nutzungseffizienzen verringert** (z.B. Transport und Verteilung, Verwendung in Verbrennungsmotoren, Jahresnutzungsgrade der Heizanlagen etc.)

Prinzipiell werden synthetische Kraftstoffe auf Basis erneuerbarer Energieträger einen **wertvollen Beitrag zur Energiewende** leisten. Synthetische Ottokraftstoffe, synthetischer Diesel sowie grünes Methan besitzen wichtige Vorteile wie hohe Energiedichte, gute Speicher- und Lagerfähigkeit (saisonale Speicherung, Sektorkopplung,...) und sind kostengünstig transportierbar. Zudem könnte wahrscheinlich die gesamte bestehende Infrastruktur für fossile flüssige und gasförmige Brenn- und Kraftstoffe genutzt werden, und synthetische Ottokraftstoffe sowie synthetischer Diesel bzw. synthetisches Kerosin sind in bestehenden Verbrennungskraftmotoren (PKW, LKW, Schifffahrt, Luftfahrt) einsetzbar.

Aufgrund der **geringeren Umwandlungswirkungsgrade** im Vergleich zur direkten Stromnutzung wird in den zitierten Studien empfohlen, die PtX-Verwendung bevorzugt in **alternativlosen Bereichen wie Luftverkehr oder Schifffahrt, aber auch zur Substitution von fossilen Grundstoffen in der chemischen Industrie voranzutreiben**. Weiters werden sie eine wichtige Rolle bei der **Dekarbonisierung** (Wasserstoffnutzung) **der Industrie** spielen und können als wichtige saisonale Speicher eingesetzt werden.

Vor dem Hintergrund der vielfältigen Aspekte der Thematik braucht es allerdings zukünftig einen **politischen Konsens zu den priorisierten Anwendungen** und zu **Nachhaltigkeitsanforderungen** dieser wertvollen Produkte, insbesondere dann, wenn **größere Mengen aus dem Ausland** importiert werden müssten.

INHALT

1	EINLEITUNG UND ZIELSETZUNG.....	1
2	DEFINITION "E-FUELS" UND ÜBERBLICK.....	2
3	HERSTELLUNG VON „E-FUELS“	4
3.1	Erneuerbare Wasserstoffherstellung.....	4
3.2	CO ₂ -Abscheidungsverfahren	5
3.3	Fischer-Tropsch-Verfahren	7
3.4	Methanolsynthese.....	11
3.5	Grüne Methansynthese.....	12
4	UMWANDLUNGSWIRKUNGSGRADE	13
5	ÖKOBILANZ DER „E-FUELS“	16
6	KOSTEN DER „E-FUELS“	19
7	STRATEGISCHER RAHMEN.....	22
8	POTENTIALE UND AUSBLICK	24
9	FAZIT.....	29
10	LITERATURVERZEICHNIS	32
11	ABBILDUNGSVERZEICHNIS	39
12	TABELLENVERZEICHNIS.....	39
13	ANHANG.....	40
13.1	Details Ökobilanz.....	40
13.2	Kurzbeschreibung der verwendeten Hauptliteratur.....	41

1 EINLEITUNG UND ZIELSETZUNG

In der Steiermark wurden zu Heizzwecken im Jahr 2018 rund 8,2 PJ (energetischer Endverbrauch) Heizöle leicht und extraleicht verwendet, wobei sich seit Jahren ein sinkender Trend zeigt. Im Transportsektor nehmen die jährlichen Kraftstoffverbräuche zu. Im Jahr 2018 betrug der energetische Endverbrauch für Diesel ca. 42,4 PJ und für Benzin rund 9,9 PJ. Fluggastkraftstoff hatte einen Anteil von ca. 1,7 PJ. (Amt der Steiermärkischen Landesregierung, 2020)

Die erneuerbaren Biokraftstoffe lagen 2018 bei einem energetischen Endverbrauch von ca. 3,2 PJ (Amt der Steiermärkischen Landesregierung, 2020), wobei davon ausgegangen werden kann, dass noch keine e-fuels im Einsatz waren. Bei den hier angesprochenen Biokraftstoffen handelt es sich vornehmlich um Biodiesel, Bioethanol und Pflanzenöle.

Aufgrund der voranschreitenden Zurückdrängung von fossilen Brennstoffen für Transport- und Heizzwecke werden als „grüne“ Alternative vermehrt „CO₂-neutrale, synthetische Flüssigbrennstoffe“ aus erneuerbaren Quellen in Österreich und der Steiermark lobbyiert.

Im Rahmen der vorliegenden Untersuchung im Auftrag des Landes Steiermark sollen die wichtigsten Fakten zu strombasierten Kraftstoffen auf Basis von Literaturrecherchen kompakt zusammengefasst werden. Das Ergebnis soll als Grundlage für einen faktenbasierten Diskurs dienen.

Folgende Fragestellungen sollen dabei zu strombasierten Kraftstoffen beantwortet werden:

- Wie ist der aktuelle Stand der Technik?
- Welchen Energiebedarf hat die Herstellung?
- Welche Umwandlungswirkungsgrade besitzen Herstellung und Nutzungspfade?
- Wie ist die Ökobilanz der e-fuels?
- Wie ist der aktuelle strategische Rahmen?
- Welche Entwicklungen sind mittel- und langfristig wahrscheinlich?
- Welche Kostenentwicklungen sind denkbar?

2 DEFINITION "E-FUELS" UND ÜBERBLICK

Prinzipiell sprechen Trends dafür, dass synthetische Kraftstoffe bzw. „e-fuels“ einen Beitrag zur Dekarbonisierung des Energiesystems leisten werden bzw. werden sie von zahlreichen Studien als notwendig zur Erreichung der Klimaziele im Transportsektor angesehen (Siegemund et al., 2017).

Als e-fuels werden von Köllner (2020) und BMBF (o.J.) synthetische Kraftstoffe bezeichnet, die ausschließlich mit Strom auf Basis von erneuerbaren Energien, Wasserstoff und CO₂ hergestellt werden. Mit entsprechender Aufbereitung können synthetische Kraftstoffe erdölbasiertes Benzin, Diesel, Heizöl, Erdgas usw. in den heutigen Anwendungen ersetzen. Im Unterschied zu den fossilen Produkten gelten diese allerdings als nahezu klimaneutral.

Für die Herstellung von strombasierten Kraftstoffen haben sich Begriffe wie Power-to-X (PtX), Power-to-Liquid (PtL) oder Power-to-Gas (PtG) etabliert (Köllner, 2020). Synthetische Kraftstoffe können aber auch auf Basis von Biomasse in unterschiedlichen Verfahren (Biomass-to-Liquid etc.) hergestellt werden (BMBF, o.J.). Anders als bei biomassebasierten Kraftstoffen entfällt bei den strombasierten Produkten die Diskussion um die Rivalität von Tank oder Teller. Zudem entfällt bei den strombasierten Produkten die natürliche Produktionsbegrenzung von Anbaufläche für Biomasse (Köllner, 2020).

Als e-fuels werden in der ggst. Kurzstudie folgende Produkte bezeichnet:

- e-Wasserstoff (auf Basis von erneuerbarem Strom)
- Fischer-Tropsch-Kraftstoffe (strombasiert)
- Grünes Methanol (strombasiert) und darauf aufbauende Produkte
- Synthetisches, erneuerbares Gas

Nachfolgende Tabelle bietet einen kurzen Überblick zu den oben genannten, strombasierten Produkten:

Tabelle 1: Überblick ausgewählte e-fuels (ifeu et al., 2020a; ifeu et al., 2020b; Öko-Institut, 2019; NPM, 2020; Gammel, o.J.; Bertau, 2018; IRENA & Methanol Institute, 2021; Dechema, 2019; Hofbauer et al., 2009)

	e-Wasserstoff	Fischer-Tropsch-Produkte (strombasiert)	Grünes Methanol (strombasiert)	Synthetisches, erneuerbares Gas (Methan)
Ressourcen	Wasser, erneuerbarer Strom	Erneuerbarer Strom, CO ₂ , grüner Wasserstoff		
Herstellung	Elektrolyse	Fischer-Tropsch-Synthese	Methanol-Synthese	Methansynthese
Stand der Technik	Je nach Elektrolyseart mehr oder weniger ausgereift	Synthese technologisch ausgereift, Forschungsbedarf/Optimierung bei einzelnen Verfahren in der Prozesskette (z.B. Elektrolyse)		Je nach Reaktortyp mehr oder weniger ausgereift, Forschung/Optimierung bei Thermomanagement, Katalysatormaterialien und Reaktorkonzepten
Produktionsstand aktuell	Vereinzelte Großanlagen in Demonstration	Noch keine großindustrielle Anwendung	Fossile Methanolherstellung bereits industrialisiert (ca. 98 Millionen Tonnen/Jahr), „grünes Methanol“ <0,2 Millionen Tonnen/Jahr	Vereinzelt industrielle Anlagen in Demonstration
Heizwert (bei 25 °C)	3 kWh/Nm ³	11,6-11,9 kWh/kg	7,4 kWh/kg	13,3- 13,9 kWh/Nm ³
Dichte (bei 25 °C)	0,09 kg/Nm ³	0,742-0,832 kg/l	0,78 kg/l	0,658-0,760 kg/Nm ³

Anwendung	Chemische Industrie, Speicherung, Methanisierung, Ausgangsbasis für synthetische Kraftstoffe, Brennstoffzelle	Vollständiger Ersatz von fossilen Kraft- und Brennstoffen (Ottokraftstoffe, Diesel, Heizöl, Kerosin...) oder Beimischung, Olefine (Ethlyen, Proylen, Buten...), Wachse...	Rohstoff in Chemieindustrie, Kraftstoffbeimischung, Weiterverarbeitung zu Substituten oder Beimischungen für heute eingesetzte Kraftstoffe (Ottokraftstoffe, OME Oxymethylenether, DME Dimethylether als Dieselerersatz) möglich, Methanol-Brennstoffzelle	Vollständiger Ersatz für fossiles Erdgas
*) Heizwert und Dichte fossiler Brennstoffe bei 25 °C: Benzin: 11,1-11,6 kWh/kg, 0,72-0,78 kg/l; Diesel, Heizöl EL: 11,8 kWh/kg, 0,82-0,85 kg/l, Erdgas: 8,6-11,4 kWh/Nm ³				

Je nach Produktaufbereitung können unterschiedliche Additive oder vollständige Substitute für heutige flüssige fossile Brenn- bzw. Kraftstoffe aus der Fischer-Tropsch-Synthese gewonnen werden (Dechema, 2019). Fischer-Tropsch-Dieselöle entsprechen nach der Isomerisierung den technischen Anforderungen an heutigen fossilen Diesel bzw. Kerosin. Das produzierte Rohbenzin (Naphta) kann ebenfalls zu Ottokraftstoff isomerisiert werden. (Sternier et al., 2017a)

Wie in obiger Tabelle ersichtlich, ist Methanol ein vielfältiger Ausgangsstoff für unterschiedliche Anwendungen. Weiterverarbeitet zu Methyl-Tertiär-Butyl-Ether (MTBE) kann es fossilem Benzin beigemischt werden. Methanol, aufbereitet zu Dimethylether (DME) kann in Dieselmotoren durch die sehr hohe Cetanzahl verwendet werden bzw. zu synthetischem Benzin (Methanol-to-Gasoline) umgewandelt werden. (Sternier et al., 2017a)

Die Herstellung von Oxymethylenether (OME_x) mit kurzen Kettenlängen ($x \leq 5$) auf Basis von Methanol ist ebenfalls ein vielversprechender Prozess, da OME_x aufgrund seiner physikalischen und chemischen Eigenschaften als Ersatz oder Zusatz zu konventionellem Diesel verwendet werden kann. (Dechema, 2019)

Synthetische Ottokraftstoffe oder FT-Diesel besitzen die gleichen Produktspezifikationen wie die fossilen Referenzstoffe und können daher für dieselben Anwendungen verwendet werden. Somit lässt sich auch die aktuelle Infrastruktur für flüssige Kraft- und Brennstoffe nutzen. OME_x als direkte Beimischung zu fossilem Diesel oder als Dieselerersatz in den derzeitigen Fahrzeugflotten ist aufgrund der aktuell verwendeten Kunststoffe unwahrscheinlich. Somit müssten neu produzierte Fahrzeuge aus OME-kompatiblen Materialien bestehen, damit OME beigemischt werden kann. Weiters könnten OME-basierte Kraftstoffe dort zum Einsatz kommen, wo sich die Umrüstung der Flotten mit Aufbau einer eigenen Kraftstoffinfrastruktur als wirtschaftlich erweisen könnte, etwa im Schwerverkehr oder der Schifffahrt. Prinzipiell müssen aber alle PtX-Kraftstoffe auf Einhaltung der aktuellen gesetzlichen und normativen Kraftstoffanforderungen geprüft werden. Zudem wird eine „Rückwärtskompatibilität“ empfohlen, d.h. die bereits bestehenden Fahrzeuge sollten mit strombasierten sowie fossilen Kraftstoffen gleichermaßen betrieben werden können. (Dechema, 2019)

Zur Beimischung bzw. Substitution von fossilen Brennstoffen mit OME in bestehenden Ölheizungen laufen aktuell zahlreiche Forschungsprojekte, beispielsweise in Deutschland (DGMK, o.J.).

3 HERSTELLUNG VON „E-FUELS“

Nachfolgendes Kapitel beschreibt die Prozesse zur Herstellung von e-fuels.

Wasserstoff kann unter Einbindung von CO₂ zu gasförmigen oder flüssigen Kohlenwasserstoffen verarbeitet werden. Dafür kommen im Wesentlichen die Methanisierung sowie die Technologien „Fischer-Tropsch-Synthese“ und „Methanolsynthese“ in Frage. Beide Synthesen können auf Strom/CO₂ oder Biomasse basieren. Wie schon erwähnt ist ein wesentlicher Baustein bei der Herstellung von nicht-biomassebasierten Kohlenwasserstoffen Wasserstoff und CO₂, weshalb diese Verfahren ebenfalls kurz beschrieben werden. Zudem wird auf die Methansynthese zur Herstellung von grünem Methan eingegangen. Nachfolgende Abbildung gibt einen groben Überblick zu den Prozessschritten zur Herstellung von synthetischen Flüssigkraftstoffen.

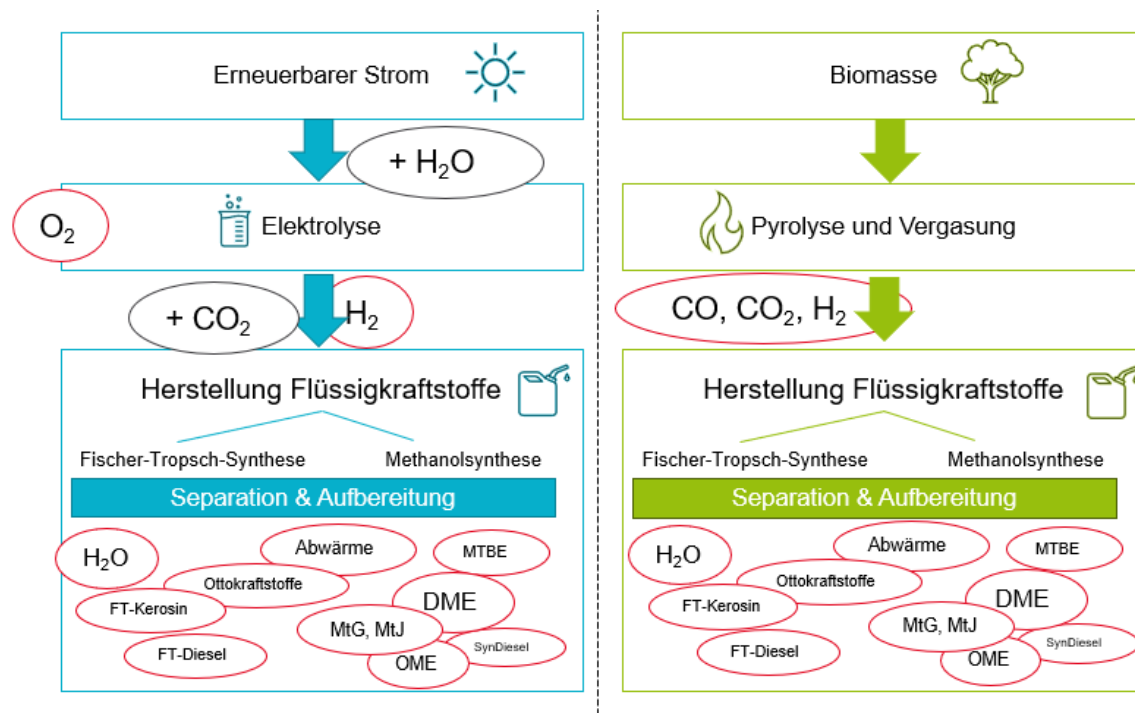


Abbildung 1: stark vereinfachter Überblick der Erzeugungspfade von flüssigen, synthetischen Kraftstoffen (eigene Darstellung) auf Basis der in Kapitel 2 und 3 genannten Literatur

3.1 ERNEUERBARE WASSERSTOFFHERSTELLUNG

„Grüner“ Wasserstoff wird mittels Elektrolyse aus Wasser hergestellt, wobei erneuerbarer Strom für den Prozess eingesetzt wird. Die Wassermoleküle zersetzen sich dabei unter Einwirkung von Gleichstrom in Sauerstoff und Wasserstoff. Im Wesentlichen wird heutzutage zwischen drei Verfahren unterschieden:

- Alkalische Elektrolyse (AEL)
 - Etablierte Technologie und zuverlässige Technik in Megawattgröße, aktuelle Weiterentwicklungen konzentrieren sich auf den verbesserten dynamischen Betrieb bzw. das Teillastverhalten bei Kopplung mit fluktuierenden Energiequellen (z.B. Erneuerbaren) (Smolinka et al., 2011).
 - TRL 8 (kommerziell) (Brinner et al., 2018)

- Systemwirkungsgrad (bezogen auf unteren Heizwert): 67 % (2015) bis 72 % (2050) (ifeu et al., 2020b)
- Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse (PEMEL)
 - Seit Jahrzehnten für kleine Nischenanwendungen eingesetzt, Technologie im Megawattbereich erst in der Entwicklungs- bzw. Prototypenphase, allerdings besseres dynamisches Verhalten (10-150 % der Nennleistung) als AEL und somit für eine flexible Betriebsweise geeignet (ifeu et al., 2020b; Öko-Institut, 2019)
 - TRL 6 (Demonstration) (Brinner et al., 2018)
 - Systemwirkungsgrad (bezogen auf unteren Heizwert): 67 % (2015) bis 80 % (2050) (Smolinka et al., 2011)
- Feststoff-Oxid-Hochtemperatur-Elektrolyse (SOEC; Solid Oxid Electrolysis Cell)
 - Aktuell noch keine kommerziellen Anlagen im Einsatz, weniger gut für den Einsatz mit fluktuierenden Energiequellen geeignet, da sensibel auf Lastwechsel (ifeu et al., 2020b). Demgegenüber verweisen Hauch et al. (2020) bereits auf einige Untersuchungen, die die technische Umsetzbarkeit von dynamischen Lastwechseln erfolgreich demonstriert haben. Potentiell hohe Effizienz bei Verbindung mit externen Wärmequellen (ifeu et al., 2020b).
 - TRL 4 (F&E) (Brinner et al., 2018)
 - Hauch et al. (2020) sagen die großtechnische Anwendung dieser Technologie mit großem Potential für die Verwertung von Überschussstrom aus Erneuerbaren in den nächsten 2-3 Jahren voraus. Für 2021-2022 werden in Deutschland und den Niederlanden drei Anlagen mit ca. 1 MW und 2,6 MW (Produktion ca. 200-720 Nm²/h H₂) in Betrieb genommen (Küngas, 2020). Die geplante Anlage der AVL hat eine elektrische Anschlussleistung von 2 MW und soll ca. 2022 in Betrieb gehen (IWO, o.J.)
 - Wirkungsgrad (Strominput bezogen auf den Heizwert des Wasserstoffs): 81 % (2020) bis 90 % (2050), liegt noch etwas höher bei Abwärmenutzung (Öko-Institut, 2019)

Der aus der Elektrolyse erzeugte Wasserstoff wird aufgrund seiner geringen volumetrischen Dichte im Anschluss für den Transport oder die Anwendung (stationär, mobil) meist verdichtet oder verflüssigt (ifeu et al., 2020b). Die Verluste durch Verdichtung werden, bezogen auf den Energiegehalt des Wasserstoffs, mit ca. 11,5 % angegeben, während die Verflüssigungsverluste (Abkühlung des Wasserstoffs auf -253 °C) ca. 18 % betragen (Viebahn et al., 2018).

Aktuell wird Wasserstoff weltweit primär (ca. 96 %) aus fossilen Quellen wie Erdgas oder Kohle mittels Dampfreformierung etc. produziert, während etwa 4 % aus der Elektrolyse stammen. Derzeitige Einsatzbereiche sind vorwiegend die chemische Industrie und Raffinerien. Der Bedarf liegt bei ca. 60-70 Millionen Tonnen weltweit. (IEA, 2018)

3.2 CO₂-ABSCHEIDUNGSVERFAHREN

Für die Herstellung der e-fuels ist bei strombasierten Verfahren CO₂ aus externen Quellen notwendig. Die Abbildung 2 zeigt die unterschiedlichen Verfahren zur CO₂-Abscheidung, den jeweiligen Stand der Technik (kommerziell, Demo-Pilot, F&E) sowie die Anwendungsbereiche. Es wird zwischen den vier

„Schienen“ Adsorption, Absorption, Membranverfahren oder Oxyfuel-Verfahren unterschieden. Als „grüne“ CO₂-Quellen kommen prinzipiell die Abscheidung aus Kraftwerksprozessen bzw. Industrieprozessen, aus Biogasanlagen oder aus der Luft infrage:

- Abscheidung aus der Industrie (ifeu et al., 2020b):
 - CO₂-Abscheidung mit chemischer Wäsche bereits seit mehreren Jahrzehnten weit verbreitet; Stand der Technik sind Aminwäsche sowie Selexol-Wäsche; der größte Anteil an CO₂-Emissionen kommt aus fossilen Kraftwerken (~79 %), gefolgt von Zementindustrie (~7 %), Raffinerien und der Stahlindustrie. Hierbei wird angemerkt, dass die CO₂-Emissionen aus fossilen Kraftwerken im Rahmen der angestrebten Dekarbonisierung bis 2050 deutlich reduziert werden und damit eine potentielle große CO₂-Quelle schwindet.
 - Energieeinsatz bei Aminwäsche im Kraftwerksabgas: Strom ca. 40 kJ/kg (0,0111 kWh/kg) CO₂, Wärme ca. 3,5-4,2 MJ/kg (0,97-1,17 kWh/kg) CO₂
 - Selexol-Wäsche im Zementabgas: Strom ca. 1100-2200 kJ/kg (0,31-0,61 kWh/kg) CO₂
- Abscheidung bei Biogasanlagen:
 - In ganz Europa werden lt. Weber (2015) ca. 250 CO₂-Abscheidungen aus Biogasanlagen betrieben.
 - Bei Kombination von Biogasaufbereitung mit P2G-Anlagen kann das CO₂ aus dem Abgas ebenso methanisiert und ins Erdgasnetz eingespeist werden (Sternier et al., 2017a).
 - Energieeinsatz: Bei Verstromung von Biogas als autarkes System betrachtet. Ohne Eigenstromerzeugung liegen die Energieeinsätze je nach Verfahren bei 200 kWh_{el}/t CO₂ (DWA), 11 kWh_{el} + 631 kWh_{th}/t CO₂ (Aminwäsche), 337 kWh_{el}/t CO₂ (Membranverfahren) (Viebahn et al., 2018).
 - Biogenen CO₂-Quellen wird besonders in der frühen Marktphase von PtX eine relevante Rolle attestiert, allerdings ist die Skalierung der Technologie mit CO₂ aus biogenen Quellen begrenzt (Öko-Institut, 2019).
- Abscheidung aus der Luft:
 - Bereits einige Pilot- und Demonstrationsanlagen verfügbar (z.B. Adsorptionsverfahren Fa. Climeworks in Dresden), allerdings aktuell keine kommerzielle, großindustrielle Bedeutung da der energetische und technische Aufwand im Vergleich zur Abscheidung aus anderen Quellen weitaus größer ist (ifeu et al., 2020b; Öko-Institut, 2019; Sternier et al., 2017a).
 - Ein großer Vorteil ist die Standortunabhängigkeit, allerdings muss Strom- und Wärmeversorgung gewährleistet sein (Viebahn et al., 2018).
 - Energieeinsatz variiert je nach Verfahren und ist durch den geringen CO₂-Gehalt in der Luft energieaufwendig und auch kostenintensiv: 1,9–2,7 MWh_{el}/t CO₂ (Absorption und Elektrodialyse), 2,78 MWh_{Erdgas}/t CO₂ (Absorption und Kalzinierung), DAC3: 2,5 MWh_{th}/t CO₂ + 0,5 MWh_{el}/t CO₂ (Adsorption und Desorption) (Viebahn et al., 2018).

Hierzu wird noch angemerkt, dass Angaben zum Energieeinsatz stark von den Einsatzbedingungen (Temperaturen, Masseströme, Abwärmenutzung, Betriebsstunden etc.) abhängen. Die oben genannten Werte bieten einen groben Überblick über die Größenordnungen.

Es wird davon ausgegangen, dass bei einer Nachfrage nach strombasierten kohlenstoffhaltigen Stoffen in relevantem Maßstab CO₂ aus der Umgebungsluft langfristig der dominante Bereitstellungspfad sein wird. (Öko-Institut, 2019; NPM, 2020)

Fossilbasierte, großindustrielle Punktquellen wie Kraftwerke und aktivierte geologische CO₂-Quellen gelten lt. Öko-Institut (2019) nicht als klimaneutral und belasten die Treibhausgasbilanz der PtX-Produkte.

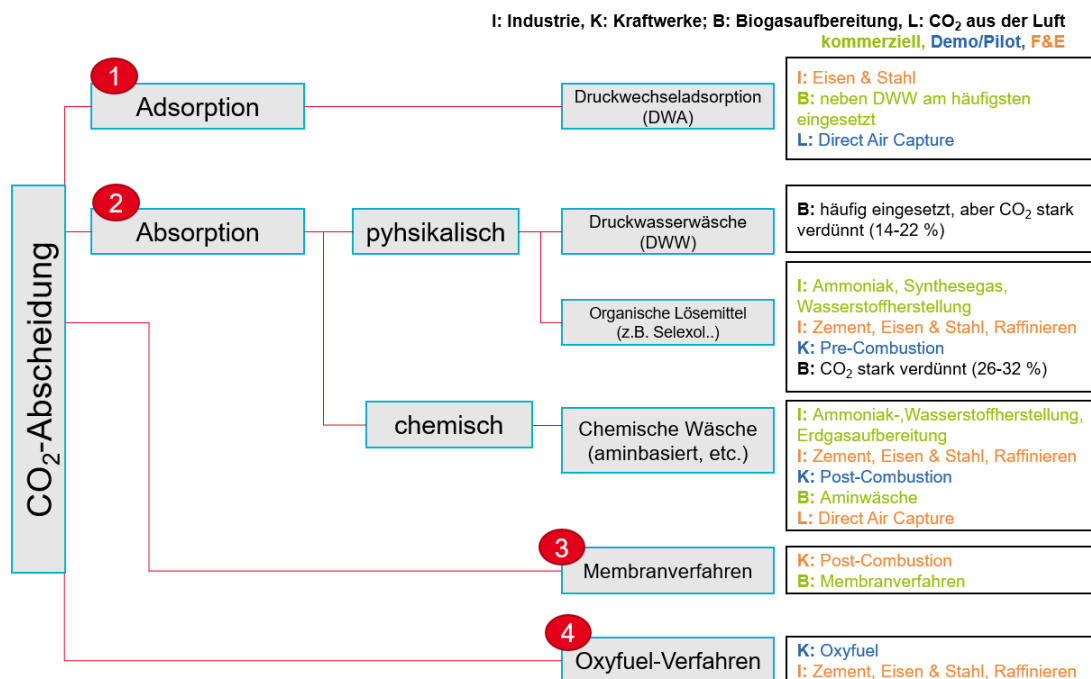


Abbildung 2: Überblick 4 Verfahren zur CO₂-Abscheidung, basierend auf (ifeu et al., 2020b, S. 109)

3.3 FISCHER-TROPSCH-VERFAHREN

Mithilfe der Fischer-Tropsch-Synthese lassen sich aus festen oder gasförmigen Kohlenwasserstoffen (Kohle, Erdgas, Biomasse, CO₂ und Wasserstoff etc.) flüssige Kohlenwasserstoffe hoher Qualität herstellen, welche ähnlich dem fossilen Rohöl in verschiedene Produkte (z.B. Diesel, Naphta, Kerosin, Grundstoffe der chemischen Industrie etc.) durch Destillation separiert werden können. Durch Hydrocracken/Isomerisieren lassen sich zudem FT-Diesel und FT-Kerosin herstellen (Dechema, 2019). Der Aufbereitungsprozess könnte beispielsweise in bestehenden Erdöl-Raffinieren durchgeführt werden. (NPM, 2020)

Fischer-Tropsch-Diesel ist problemlos in den heutigen Dieselfahrzeugen einsetzbar. Er weist hohe Cetanzahlen >75 auf und hat somit hervorragende Verbrennungseigenschaften, ist aromatenfrei und hat durch die Entschwefelung des Synthesegases geringe Schadstoffemissionen. Weitere Informationen zu den einzelnen Verfahren und Produkten können Hofbauer et al. (2009) entnommen werden.

Heute sind aufgrund der geringen Rohölpreise nur einige wenige kommerzielle FT-Anlagen in Betrieb, wobei hauptsächlich Erdgas in größeren Gas-to-Liquid-Anlagen im Nahen Osten, Malaysia oder

Südafrika zum Einsatz kommt (Schönberger, 2010). Ein Beispiel hierfür ist die PEARL-Anlage von Shell mit einer Produktionskapazität von etwa 140.000 Barrel GtL pro Tag (Shell, o.J.).

Die Herstellung von Fischer-Tropsch-Kraftstoffen besitzt je nach Elektrolyseart zur Wasserstoffherstellung ein Technology readiness level (TRL) von 6-8 (Schmidt, 2020).

3.3.1 Fischer-Tropsch-Synthese auf Basis von Strom und CO₂ (FT-PtL)

Der strombasierte FT-PtL-Prozess besteht aus der CO₂-Abscheidung (z.B. Kraftwerksprozess, Industrie, Biogas, Luft), gefolgt von einer Synthesegaserzeugung (Reverse-Wassergas-Shift), der Fischer-Tropsch-Synthese, einem Hydrocracker sowie einer Produktaufbereitung/-raffination. (Albrecht et al., 2017)

Der prinzipielle Prozess ist in der nachfolgenden Abbildung ersichtlich.

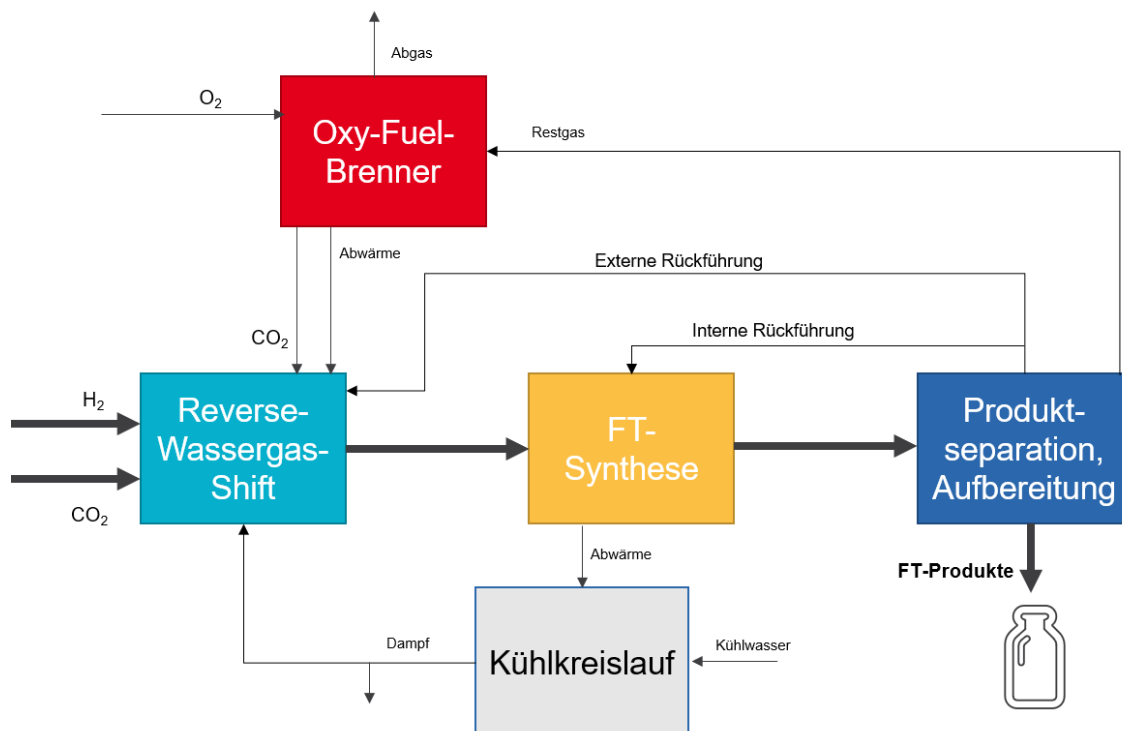


Abbildung 3: Schema Fischer-Tropsch-Synthese auf Basis von Strom und CO₂, basierend auf (ifeu et al., 2020b, S. 39)

Das als Basis für die FT-Synthese notwendige Synthesegas wird aus CO₂ und Wasserstoff in einer reversen Wasser-Gas-Shift-Reaktion (rWGS) erzeugt und konditioniert. Hierbei werden Wasserstoff und Kohlendioxid bei hohen Drücken und Temperaturen (bis zu 50 bar, ca. 1.000 °C) in Kohlenstoffmonoxid (CO) und Wasser umgewandelt. Im Anschluss werden mittels FT-Synthese (20-40 bar, Niedertemperatursynthese 200-300 °C oder Hochtemperatursynthese 300-350 °C) Kohlenwasserstoffe katalytisch synthetisiert. Kobalt und Eisen sind dabei die großtechnisch genutzten Katalysatoren. Für die Dieselproduktion wird die Niedertemperatursynthese bevorzugt. (de Klerk, 2011; Hofbauer et al., 2009)

Der Prozess ist stark exotherm, weshalb Abwärme für die Hochtemperatur-Elektrolyse oder für die inverse CO-Shift-Reaktion genutzt werden kann. (Fasihi et al., 2016)

Das so entstandene PtL-Gemisch wird anschließend aufgearbeitet. Rohbenzin (Naptha) kann direkt in der Industrie oder über Isomerisierung in Ottokraftstoffe umgewandelt werden. Dieselöle werden vor

der weiteren Anwendung als Kraftstoff ebenfalls isomerisiert und aus den Wachsen werden über Hydrocracking weitere nutzbare synthetische Kraftstoffe gewonnen. (Sternner et al., 2017a)

Nicht umgesetztes Synthesegas wird zurück zur FT-Synthese geführt, oder in einem OxyFuel-Brenner verbrannt, um die benötigte Hochtemperaturwärme für den rWGS-Reaktor bereitzustellen. (Albrecht et al., 2017)

Laut Dittmeyer et al. (2017) wird die reverse Wasser-Gas-Shift-Reaktion noch erforscht. Hierbei könnten vor allem durch geringere Temperaturen Effizienzsteigerungen erzielt werden. Die FT-Synthese in Kombination mit Hydrocrackern und Produktraffination ist seit mehr 80 Jahren im Einsatz und eine etablierte Technologie. Große Effizienzsprünge sind daher nicht mehr zu erwarten. Aktuell wird an einem neuen Katalysator für die FT-Synthese geforscht, um CO₂ direkt verwerten zu können und um somit den vorgelagerten Prozessschritt der Synthesegaserzeugung überflüssig zu machen.

Aktuell ist dieser FT-PtL-Prozess aufgrund der Herstellkosten mit den fossilen Referenzanlagen nicht konkurrenzfähig. Hauptkostenanteile tragen dabei die Investkosten für die Elektrolyse sowie der Strompreis für die Elektrolyse. (ifeu et al., 2020b)

Investitionen für erste PtL-Anlagen in einem Maßstab von 10.000 t/a (Tonne pro Jahr) liegen in der Größenordnung von ca. 100 Mio. Euro (ohne EE-Stromerzeugung Windkraft/ Photovoltaik, deren Kosten höher liegen als die der Umwandlungsanlage). (NPM, 2020)

Der Wirkungsgrad so einer Anlage liegt je nach Konfiguration (Art der CO₂-Abscheidung etc.) bei ca. 74-75 % (ohne vorgelagerte Prozesskette der Wasserstofferzeugung). Die bei der Fischer-Tropsch-Synthese anfallende Abwärme kann prozessintern oder ausgekoppelt als Fernwärme verwendet werden. (ifeu et al., 2020b)

3.3.2 Biomassebasierte Fischer-Tropsch-Synthese (FT-BtL)

Bei der FT-BtL wird getrocknete Biomasse vergast und anschließend gereinigt und konditioniert der FT-Synthese zugeführt. Im Anschluss erfolgt wieder die Produktseparation und Aufbereitung. (Albrecht et al., 2016)

Die vergaste Biomasse wird vor der FT-Synthese abgekühlt, gereinigt und teilweise in den Wassergas-Shift-Reaktor geleitet, um das für die Synthese erforderliche Verhältnis von Wasserstoff und Kohlenstoffmonoxid (CO) herzustellen. Im Wassergas-Shift-Reaktor wird bei etwa 220 bis 260 °C aus Wasser und CO, H₂ und CO₂ gebildet, das CO₂ im Anschluss abgeschieden und das so gewonnene Synthesegas zum FT-Prozess weitergeleitet. (de Klerk, 2011)

Es folgen dieselben Prozessschritte wie bereits unter 3.3.1 beschrieben. Nicht umgesetztes Synthesegas wird zurück zur FT-Synthese geführt oder in einem Brenner verbrannt, um in einem Dampfkreislauf Strom zu erzeugen. (ifeu et al., 2020b)

Bei BtL-Anlagen liegt der Forschungsfokus auf der Weiterentwicklung der energieintensiven Biomassevergasern und Gasreinigung sowie der Demonstration des Gesamtprozesses. Bisher sind noch keine industriellen FT-BtL-Anlagen bekannt, was vor allem auch dem hohen Biomasseverbrauch von solchen Anlagen geschuldet sein kann. Aufgrund dessen ist eine Industrialisierung auch in den nächsten Jahren nicht zu erwarten. Je nach Anlagenkonfiguration und den getroffenen Annahmen werden Gesamteffizienzen (bezogen auf den Heizwert) zwischen 30 % und 50 % prognostiziert. (Hamelinck et al., 2004; Swanson et al, 2010; Tijmensen et al., 2002)

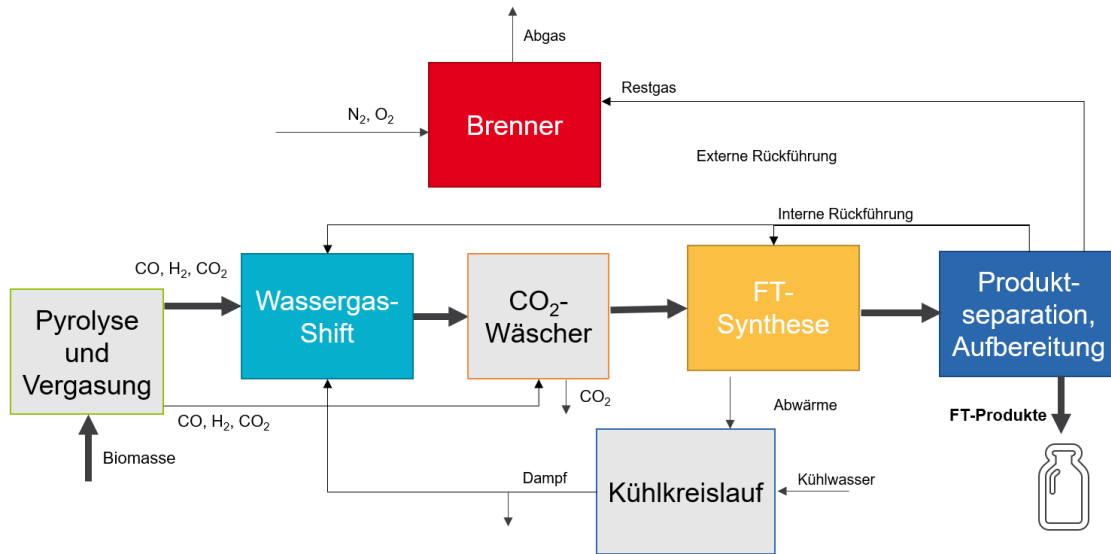


Abbildung 4: Schema Fischer-Tropsch-Synthese auf Basis von Biomasse, basierend auf (ifeu et al., 2020b, S.36)

ifeu et al. (2020b) gehen davon aus, dass es auch in Zukunft durch das begrenzte Potential kaum BtL-Anlagen geben wird, weshalb weder maßgebliche Änderungen bei Kosten oder technischen Entwicklungen zu erwarten sind.

3.3.3 Fischer-Tropsch-Synthese auf Basis von Strom und Biomasse (FT-PBtL)

Beim FT-PBtL-Verfahren werden der strom- und biomassebasierte Prozess kombiniert. Biomasse wird vergast und dem Reverse-Wassergas-Shift-Prozess unter Zugabe von CO_2 und H_2 als Basis für die anschließende FT-Synthese zugeführt. Hauptunterschied zum BtL-Prozess ist die direkte Beimischung von Wasserstoff als Basis für die FT-Synthese. (Albrecht et al., 2017)

Aktuell hat der Prozess noch keine industrielle Bedeutung. (ifeu et al., 2020b)

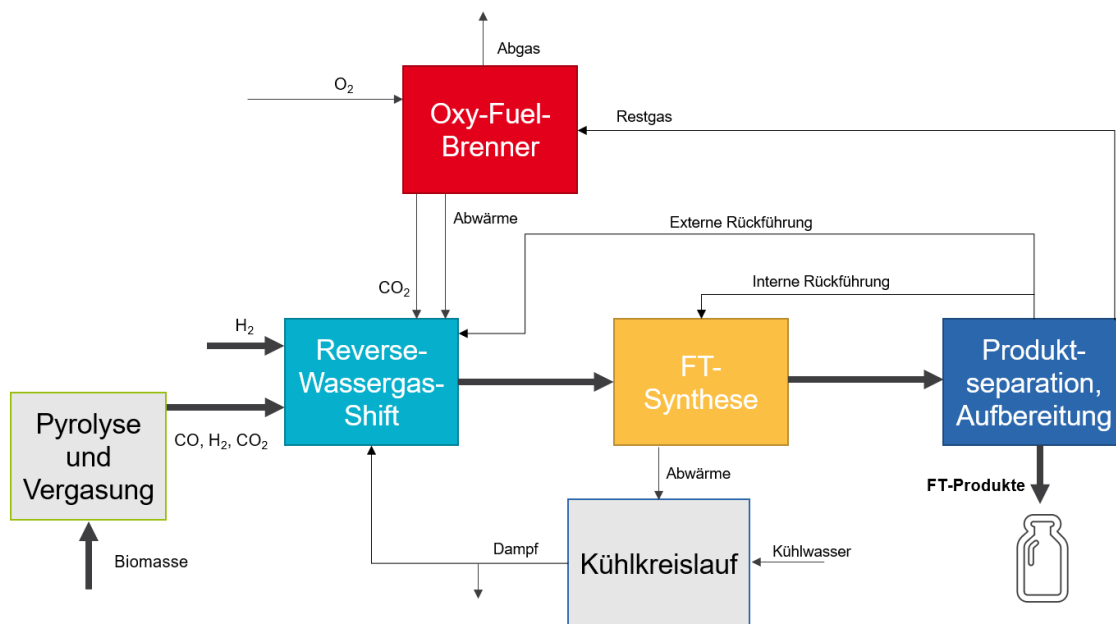


Abbildung 5: Schema Fischer-Tropsch-Synthese auf Basis von Biomasse und Strom, basierend auf (ifeu et al., 2020b, S.42)

3.4 METHANOLSYNTHESE

Als Rohstoff für die Synthesegaserzeugung können kohlenstoffhaltige Materialien wie Kohle, Koks, Erdöl, Methan oder CO₂, aber auch Wasserstoff verwendet werden (Sternier et al., 2017a). Dieses Methanol kann bei entsprechender Weiterverarbeitung als Ersatz für die heute eingesetzten Kraftstoffe dienen (zum Beispiel Methanol-to-Jet (MtJ) oder Methanol-to-Gasoline (MtG)) (NPM, 2020). Zudem ist Methanol Ausgangsstoff für Dieselerersatz- oder Dieselerzusatzprodukte wie Oxymethylenether (OME) oder Dymethylether (DME) (UMSICHT, 2020). Aktuell wird Methanol bereits mit maximal 3 % zu fossilen Kraftstoffen beigemischt (Ausfelder & Wagemann, 2019).

OME_x (Kettenlänge $x < 5$) bewirkt bereits als Zusatz eine Verringerung der Rußemissionen beim Einsatz in Verbrennungskraftmotoren. Ein 35%-Mischung von OME₁ mit konventionellem Diesel kann die Ruß- und NO_x-Emissionen um ca. 90 % und 50 % reduzieren, wobei die aktuellen Fahrzeugflotten zuerst mit OME-kompatiblen Materialien ausgerüstet werden müssten. (Dechema, 2019)

Die Methanolsynthesen auf Basis von Biomasse, Strom oder in Kombination sind im Ablauf bzw. den Prozesskomponenten ähnlich der FT-Prozesse (siehe Abbildung 3, Abbildung 4, Abbildung 5) (ifeu et al., 2020b), weshalb auf die separate Darstellung verzichtet wird. Anstatt der FT-Synthese kommt hier allerdings die Methanolsynthese zum Einsatz. Die Methanolsynthese erfolgt ebenfalls bei hohen Temperaturen und Drücken (240-260 °C, bis zu 100 bar) und üblicherweise mit einem Kupferkatalysator. (Bartholomew & Farrauto, 2006)

Es wird während der Synthese ebenfalls eine große Wärmemenge frei, diese wird allerdings auch für die Methanolreinigung verwendet (ifeu et al., 2020b).

Die Methanolsynthese ist weitverbreitet und Stand der Technik. Die weltweiten jährlichen Produktionskapazitäten von fossil-basiertem Methanol liegen bei ca. 98 Millionen Tonnen, wobei grünes, überwiegend biomassebasiertes Methanol aktuell mit ca. 200.000 Tonnen im Jahr produziert wird (IRENA & Methanol Institute (2021). Methanol ist ein universeller Ausgangsstoff in der chemischen Industrie und Energiewirtschaft (Sternier et al., 2017a).

Die Herstellung von Methanol-basierten Ottokraftstoffen besitzt je nach Elektrolyseart zur Wasserstoffherstellung ein Technology readiness level (TRL) von 7-9 (Schmidt, 2020).

Nachfolgende Abschnitte geben einen kurzen Überblick zu den Wirkungsgraden, zum Stand der Technik und zum Ausblick der Technologien.

3.4.1 Methanolsynthese auf Basis von Strom und CO₂ (MS-PtL)

Die Methanolsynthese ist Stand der Technik und langfristig erprobt. Energetisches Optimierungspotential besteht in der Synthesegaserzeugung bzw. Konditionierung durch die Verringerung der Temperaturen bei der reversen Wasser-Gas-Shift-Reaktion und durch den Einsatz von CO₂-aktiven Katalysatoren, um die Synthesegaserzeugung überspringen zu können. Weiters wird das Reaktordesign laufend optimiert, um geringere Produktions- und Betriebskosten zu erreichen. (ifeu et al., 2020b)

Wie weiter oben bereits erwähnt wird ein Großteil des heutzutage produzierten grünen Methanol biomassebasiert hergestellt, da dies günstiger ist. Maßgeblich tragen die Kosten für die Elektrolyse zur Preisbildung bei. Zwei relevante Anlagen in Europa befinden sich in Island (CO₂ aus geothermischen Quellen) und beim Steinkohlekraftwerk Lünen in Deutschland. (ifeu et al., 2020b)

Die erreichbaren Wirkungsgrade wurden im Rahmen einer Studie von ifeu et al. (2020b) anhand einer Beispielanlage (Wasserstoffinput 4,8 t/h, CO₂-Input 33 t/h, Methanoloutput 20,5 t/h) untersucht. Der Systemwirkungsgrad (bezogen auf unteren Heizwert) liegt dabei je nach interner Abwärmenutzung bei 84-86 %.

3.4.2 Biomassebasierte Methanolsynthese (MS-BtL)

Wie bereits erwähnt ist die Methanolsynthese Stand der Technik und langfristig erprobt. Optimierungspotentiale bzw. Forschungstätigkeiten konzentrieren sich daher auf CO₂-aktive Katalysatoren und alternative Reaktorkonzepte. Aktuell ist die biomassebasierte Produktion im Vergleich zur Herstellung von Methanol aus fossilen Quellen wirtschaftlich noch nicht konkurrenzfähig. Die technische Umsetzung hängt von der Weiterentwicklung der Biomassevergasung und von der Synthesegaskonditionierung ab. Der Systemwirkungsgrad (bezogen auf unteren Heizwert) einer Beispielanlage (Biomassestrom 10 wt.% mit 22t/h, Methanolstrom 6,5 t/h) liegt dabei je nach interner Strom- und Abwärmenutzung bei 36-42 %. (ifeu et al., 2020b)

3.4.3 Methanolsynthese auf Basis von Strom und Biomasse (MS-PBtL)

Beim MS-PBtL-Verfahren werden der strom- und biomassebasierte Prozess kombiniert. Der Stand der Technik sowie Optimierungspotentiale sind wie oben unter 3.4.1 und 3.4.2 beschrieben.

Wesentlicher Vorteil ist die erhöhte Methanolausbeute bei gleichem Biomasseinput (Beispielanlage Biomassestrom 10 wt.% mit 22 t/h, Wasserstoffinput 2,4 t/h, Methanolausbeute 21 t/h). Die Wirkungsgrade dieser Beispielanlage liegen dabei je nach interner Strom- und Abwärmenutzung bei 67-79 %. (ifeu et al., 2020b)

3.5 GRÜNE METHANSYNTHESE

Neben der Verwendung bei der FT- und Methanolsynthese können Wasserstoff und Kohlendioxid in Methan und Wasser umgewandelt werden. Prinzipiell wird bei der Methanisierung zwischen chemischer Methanisierung und biologischer Methanisierung unterschieden, wobei nachfolgend nur die chemische Methanisierung beschrieben wird. Dabei laufen zwei Gleichgewichtsreaktionen ab: einerseits die Wassergas-Shift-Reaktion und andererseits die CO-Methanisierung. Diese Reaktion ist stark exotherm. Betriebsdruck und Betriebstemperatur sind vom verwendeten Reaktorkonzept abhängig, wobei Temperaturen zwischen 200-600 °C und Drücke zwischen 20-80 bar üblich sind. Der Vorteil von Methan gegenüber reinem Wasserstoff ist die einfache Integration in das heutige Energiesystem, da die Wasserstoffbeimischgrenze im Erdgasnetz bei ca. 1-2 % liegt, während Methan Erdgasqualität besitzt. Nachteilig ist die notwendige und teilweise energieaufwendige Bereitstellung von externem CO₂. (Sterner et al., 2017a) Mögliche CO₂-Quellen wurden bereits in Abschnitt 3.2 beschrieben.

Die Methanisierung an sich ist bereits ein erprobtes Verfahren (z.B. Kohlevergasung), wobei die Methanisierung von Wasserstoff und CO₂ erst seit Mitte der 2000er-Jahre forciert wurde (Zuberbühler et al., 2011). Eine europäische Anlage im industriellen Maßstab zur Herstellung von Methan aus Wasserstoff wird bereits seit Juni 2013 von der AUDI AG in Werlte betrieben (6 MW elektrische Eingangsleistung, Methanproduktion 300 m³/h, CO₂ aus der benachbarten Biogasanlage) (dena, o.J.). Die Umwandlung der Eduktgase im Reaktor ist heute schon sehr effizient. Aufgrund dessen weist die Optimierung der bestehenden Prozesse (z.B. Nutzung der Reaktionswärme für den erweiterten Power-

to-Methane-Prozess, z.B. Abscheidung von CO₂ und/oder in der Elektrolyse) das größte Weiterentwicklungspotential auf. (Sterner et al., 2017a)

4 UMWANDLUNGSWIRKUNGSGRAD

Die Umwandlungswirkungsgrade der e-fuels hängen einerseits von der Ausgangsbasis, den Produktionsprozessen und andererseits von der nachfolgenden Nutzung ab. Für eine effiziente Herstellung ist die bestmögliche Integration in vorhandene Energie- und Stoffströme unumgänglich. Es gibt bereits zahlreiche Studien, die die Umwandlungswirkungsgrade näher untersucht haben.

Öko-Institut (2019) hat dabei auf Basis von zahlreichen vorhandenen Arbeiten die heutige Umwandlungseffizienz verschiedener e-fuels sowie das zukünftige Effizienzpotential zusammengefasst dargestellt. Als Umwandlungseffizienz wird hierbei das Verhältnis von eingesetztem Strom zum Heizwert des finalen Produkts bezeichnet. Das Ergebnis für die einzelnen e-fuels ist in Abbildung 6 ersichtlich. Es zeigt, dass die Verluste für PtL bei rund 55 % liegen. Durch zukünftige Effizienzverbesserungen wird mit einer Verringerung der Verluste auf unter 50 % gerechnet. Zu beachten ist, dass für einen effizienten Gesamtprozess verschiedene Einzelverfahren in unterschiedlichen Anlagenkonfigurationen (mit Speichern, Wärmetauschern, Aufbereitungsverfahren etc.) möglichst optimal kombiniert werden müssen. **Abweichende Wirkungsgrade als in Abbildung 6 und Tabelle 2 dargestellt, sind daher natürlich möglich – für einen Vergleich der Größenordnungen der unterschiedlichen Gesamtprozesse sind die Kennzahlen allerdings gut geeignet.**

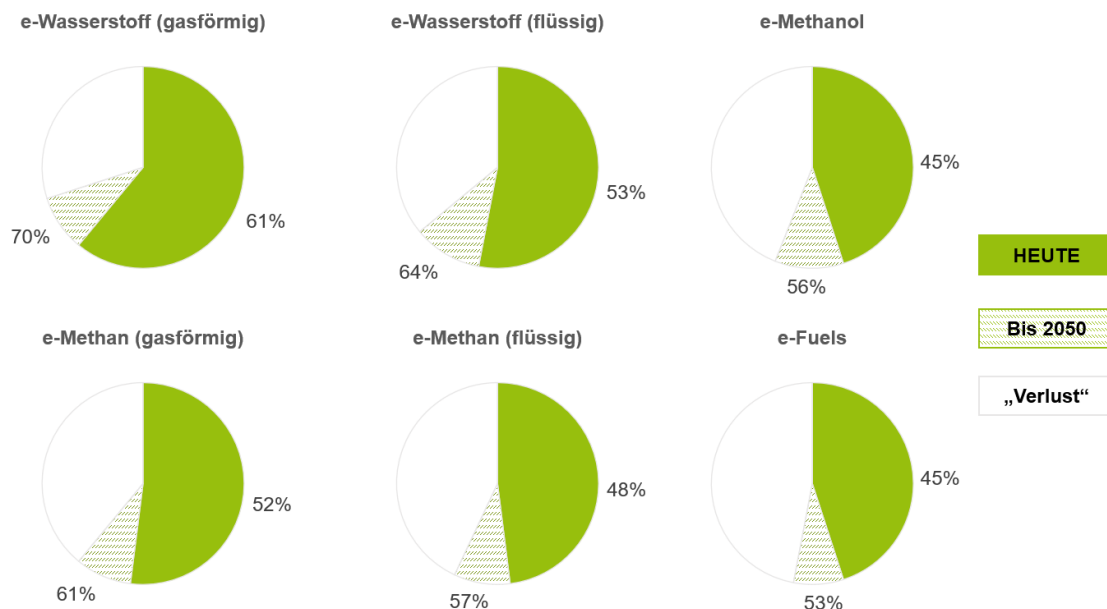


Abbildung 6: Überblick über die Umwandlungswirkungsgrade (eingesetzter Strom zu Heizwert des Endprodukts) unterschiedlicher e-fuels sowie deren Effizienzsteigerungspotential, basierend auf (Öko-Institut, 2019)

Auch Siegemund et al. (2017) nehmen für die PtL-Gesamtanlageneffizienz ähnliche Wirkungsgrade wie beschrieben an (je nach Elektrolyse- und Syntheseverfahren zwischen 36-47 % (2015) und 42-48 % (2050)). Arnold et al. (2018) erwarten für 2050 Elektrolysewirkungsgrade von ca. 85 % und damit PtL-Prozesskettenwirkungsgrade von 42 % (CO₂ aus der Luft) bis 59 % (CO₂ aus Biogas).

Tabelle 2 zeigt einen Überblick über typische Umwandlungswirkungsgrade für einzelne Wandlungspfade (fossiles Auto, gasbetriebenes Auto, Elektroauto, Brennstoffzellenauto, Auto mit e-fuels betrieben sowie Ölbrennwertheizung).

Tabelle 2: Überblick Umwandlungswirkungsgrade, basierend auf (Ausfelder & Wagemann, 2019; Prognos et al., 2018; BMK, 2020; Klell & Cona, 2009; Agora, 2018; Jagnow et al., 2004; Heckmann et al., 2010)

	Auto (fossil)	Gas-auto (fossil)	Gas-auto (EE)	e-Auto (Mix)	e-Auto (EE)	H ₂ -Auto (Mix)	H ₂ -Auto (EE)	FT (PtL, Mix)	FT (PtL, EE)	MtG (EE)	Öl-Kessel (fossil)	Öl-Kessel (FT)	Bio-masse	WP (Mix)
EE-Strom					100%		100%		100%	100%		100%		
Schätzung Effizienz Öst. Strommix (Primärenergie)**				61%		61%		61%						61%
Kompression, Transport		95%	95%			95%	95%							
Elektrolyse			70%			70%	70%	70%	70%	70%		70%		
RWGS + CO₂			80%					80%	80%	80%		80%		
Fischer-Tropsch-Synthese								70%	70%			70%		
Methanisierung			70%											
Methanol-Synthese										70%				
Methanol-to-Gasoline										88%				
„Well-to-Tank“ (Diesel, Benzin, Heizöl)	88%										88%			
Brennstoffzelle						60%	60%							
Batterienutzung				86%	86%									
Elektroantrieb				90%	90%	90%	90%							
Verbrennungskraftmaschine	30%	30%	30%					30%	30%	30%				
Jahresnutzungsgrad Heizung***											96%	96%	81%	300%
Gesamteffizienz Nutzung*	26%	29%	11%	48%	77%	22%	36%	7%	12%	10%	84%	38%	81%	183%

*Wirkungsgrade beziehen sich auf den Heizwert, Prozessintegration und Wärmerückgewinnung wurden nicht berücksichtigt
 **eigene Schätzung auf Basis des Energieflussbilds Österreich 2019
 ***Anmerkungen zum Heizungsvergleich: Jahresnutzungsgrad für Raumwärme und Warmwasser ohne Wärmeabgabeverluste; bei Ölheizung bezogen auf Heizwert (Brennwertgerät); bei Biomassekessel inkl. Pufferspeicherverluste; Jahresnutzungsgrad Wärmepumpe eher konservativ geschätzt und liegt in der Praxis auch zwischen 400-500 %

Abkürzungen: E-Auto: Elektro-Auto, EE= Erneuerbare Energien, regional produziert, FT: Fischer-Tropsch-Produkte, H₂ = Wasserstoff, MtG = Methanol to Gasoline, WP = Wärmepumpe

Die Ergebnisse verdeutlichen die energieeffizienteren Wandlungspfade. Beim Transportmittel „Auto“ besitzt das Elektroauto, welches zu 100 % mit Strom aus erneuerbaren Quellen betrieben wird, mit rund 77 % den höchsten Umwandlungswirkungsgrad. Am wenigsten effizient ist hierbei die Nutzung von synthetischen Kraftstoffen (FT, MtG) mit Wirkungsgraden zwischen 7-12 %. Für dieselbe Strecke würde ein Auto mit Verbrennungsmotor, betankt mit e-fuels, demnach rund 6-7-mal mehr erneuerbaren Strom im Vergleich zum Elektroauto benötigen. Auch Brennstoffzellenfahrzeuge (H₂-Auto) schneiden mit Gesamtwirkungsgraden („Well-to-Wheel“) zwischen 22-36 % besser ab. Beim Einsatz von Fischer-Tropsch-Brennstoffen in modernen Brennwertölheizungen verringert sich der Gesamtwirkungsgrad, bezogen auf den Primärenergieinput, von 84% (Heizöl) auf rund 38 %, während Alternativen wie Biomassekessel ca. 81 % bzw. Wärmepumpen 183 % erreichen.

Biomassebasierte Herstellverfahren von Liquids (BtL) besitzen Systemwirkungsgrade zwischen 30-50 % (bezogen auf den Heizwert, siehe Abschnitte 3.3.2 und 3.4.2). Bei anschließender Nutzung in Verbrennungskraftmotoren ergäben sich Gesamteffizienzen von ca. 9-15 % bzw. bei Verwendung in Ölbrennwertheizungen ca. 24-41 %.

Diese Ergebnisse für unterschiedliche Fahrzeugarten und Heizungen sind in den nachfolgenden Abbildungen noch grafisch gegenübergestellt.

Nutzungseffizienzen „well-to-wheel“

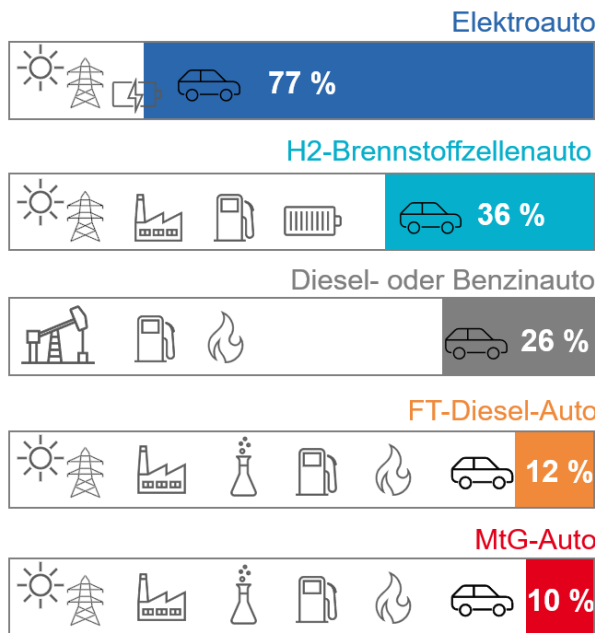


Abbildung 7: grafischer Überblick zu den Wirkungsgraden (Annahme 100 % erneuerbar bei strombasierten Pfaden) basierend auf Tabelle 2, eigene Darstellung

relativ einfach über weite Strecken transportiert werden (Frontier Economics, 2018).

Dennoch zeigt sich Konsens, dass aufgrund der effizienteren, direkten Verwendung von Strom e-fuels präferiert dort zum Einsatz kommen sollten, wo keine Alternative realistisch ist, wie beispielsweise im Luftverkehr, Schifffahrt, Langzeitspeicherung von Strom, oder in der Industrie für die energetische und stoffliche Nutzung (Öko-Institut, 2019). Agora (2018) haben 16 aktuelle Untersuchungen zum Thema analysiert und darauf aufbauend Priorisierungsvorschläge zur Dekarbonisierung des Energiesystems mithilfe von e-fuels ausgearbeitet. (Agora, 2018 (S.15))

Anzumerken ist, dass in diesem Fall „effizient“ nicht gleichbedeutend mit „umweltfreundlich“ ist. Gemäß Ziegler (2020) wird langfristig im Wesentlichen die Gesamtbilanz bzw. auch die Wirtschaftlichkeit eines Produktes eine Rolle spielen, da in einer „CO₂-neutralen Welt“ entscheidend sein wird, welche Energieträger sich am besten ins Gesamtsystem einfügen.

An dieser Stelle sei erwähnt, dass e-fuels (Ottokraftstoffe, Diesel, Methan) neben den geringen Umwandlungswirkungsgraden wichtige Vorteile wie hohe Energiedichte, gute Speicherfähigkeit (saisonale Speicherung, Sektorkopplung,...) und kostengünstigen Transport besitzen. Zudem könnte die gesamte bestehende Infrastruktur für fossile flüssige und gasförmige Brenn- und Kraftstoffe genutzt werden und sie sind in bestehenden Verbrennungskraftmotoren (PKW, LKW, Schifffahrt, Luftfahrt) einsetzbar. (Siegemund et al., 2017; Sterner et al., 2017b) Zudem können sie

Nutzungseffizienzen „Raumwärme und Warmwasser“

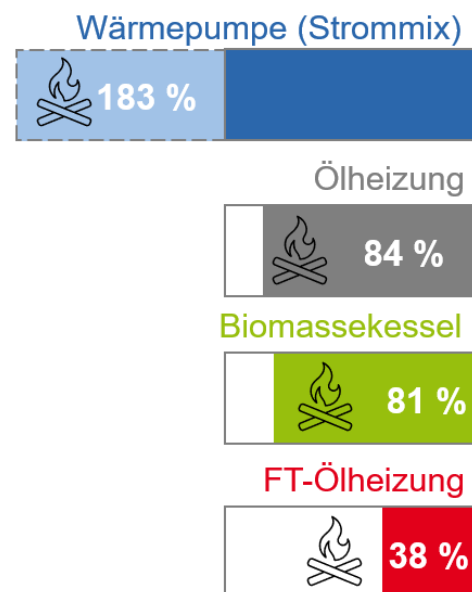


Abbildung 8: grafischer Überblick zu den Wirkungsgraden, basierend auf Tabelle 2, eigene Darstellung

5 ÖKOBILANZ DER „E-FUELS“

Das Umweltbundesamt der Bundesrepublik Deutschland hat im Mai 2020 eine Studie zur Ökobilanz von alternativen Brenn- und Kraftstoffen veröffentlicht. Der „Systemvergleich speicherbarer Energieträger aus erneuerbaren Energien“ wurde vom ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg, dem Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt Stuttgart und der JOANNEUM RESEARCH Forschungsgesellschaft aus Graz bearbeitet. Auf Basis ausgewählter Prozesse und deren aktuellen und zukünftigen technischen Daten wurde die Herstellung von fünf e-fuels (Fischer-Tropsch-Kraftstoffe, Methanol, synthetisches Erdgas, Biomethan und Wasserstoff) hinsichtlich Klimabilanz und erwartbaren Kosten untersucht. Dazu wurden für die vorhin erwähnten e-fuels 27 verschiedene Bereitstellungspfade für die Betriebsmodi „Volllaststunden Syntheseanlage“ und „Volllaststunden Stromerzeugung“ die Kennzahlen wie das Treibhauspotential (GWP), der kumulierte Energieaufwand usw. für die Jahre 2015, 2030 und 2050 errechnet. Dabei wurden sämtliche Prozesse entlang der Verarbeitungskette (Rohstoffe, Anlagenbau, Infrastruktur, Energie etc.) mitbilanziert. Die anschließende Nutzungsphase ist nur bei der Berechnung des GWP inbegriffen. Hervorzuheben ist auch, dass beim Systemvergleich unterschiedliche Erzeugungsorte (Marokko, Saudi-Arabien und Deutschland) sowie Energieträger (Wind, PV etc.) für den erneuerbaren Strom inkl. Transportvarianten berechnet wurden. Für den europäischen Strommix wurden im Jahr 2050 100 % erneuerbare Energien angenommen und für den Rest der Welt eine 10-jährige Verzögerung. Weitere Details können in der Studie nachgelesen werden. (ifeu et al., 2020a; 2020b; 2020c)

Aufgrund der Aktualität dieser Studie und den betrachteten Prozessen wird angenommen, dass die Ergebnisse (vor allem für 2050) auch auf Österreich übertragen werden können. Im nachfolgenden Abschnitt werden die für diese ggst. Kurzstudie relevanten Ökobilanzen ausgewählter Bereitstellungspfade dargestellt.

Die Ergebnisse der Berechnungen sind in Abbildung 9 für den Betriebsmodus „Volllaststunden Syntheseanlage“ ersichtlich (Detailergebnisse in Tabelle 3 und Tabelle 4 im Anhang). Folgende Pfade wurden dabei exemplarisch ausgewählt (ifeu et al., 2020a; 2020b; 2020c):

- **12:** Herstellung FT-Kraftstoff in Marokko mit PtL mit Strom aus konzentrierendem Solarkraftwerk (CSP), Wasserstoff über alkalische Elektrolyse (AEL), CO₂-Gewinnung aus der Luft (DAC), Transport des Kraftstoffs mit Tanker und LKW nach Deutschland
- **34:** Herstellung von Methanol in Marokko mit PtL mit Strom aus konzentrierendem Solarkraftwerk (CSP), Wasserstoff über alkalische Elektrolyse (AEL), CO₂-Gewinnung aus der Luft (DAC), Transport des Methanols mit Tanker und LKW nach Deutschland
- **51:** Herstellung von synthetischem Erdgas (SNG) in Marokko mit PtG mit Strom aus konzentrierendem Solarkraftwerk (CSP), Wasserstoff über alkalische Elektrolyse (AEL), CO₂-Gewinnung aus der Luft (DAC), Transport des SNG über Pipeline nach Deutschland
- **4:** Herstellung FT-Kraftstoff in Deutschland mit PtL mit Strom aus PV-Freifläche, Wasserstoff über alkalische Elektrolyse (AEL), CO₂-Gewinnung aus Zementwerk, Transport in Deutschland in LKWs

- **3:** Herstellung FT-Kraftstoff in Deutschland mit PtL mit Strom aus Onshore-Windparks, Wasserstoff über alkalische Elektrolyse (AEL), CO₂-Gewinnung aus Biogas, Transport in Deutschland in LKWs
- **32:** Herstellung von Methanol in Deutschland mit PtL mit Strom aus PV-Freifläche, Wasserstoff über alkalische Elektrolyse (AEL), CO₂-Gewinnung aus Luft (DAC), Transport in Deutschland in LKWs
- **25:** Herstellung von Methanol in Deutschland mit PtL mit Strom aus Onshore-Windparks, Wasserstoff über alkalische Elektrolyse (AEL), CO₂-Gewinnung aus Biogas, Transport in Deutschland in LKWs
- **48:** Herstellung von synthetischem Erdgas (SNG) in Deutschland mit PtG mit Strom aus PV-Freifläche, Wasserstoff über alkalische Elektrolyse (AEL), CO₂-Gewinnung aus der Luft (DAC), Transport des SNG über Gasnetz
- **43:** Herstellung von synthetischem Erdgas (SNG) in Deutschland mit PtG mit Strom aus Onshore-Windparks, Wasserstoff über alkalische Elektrolyse (AEL), CO₂-Gewinnung aus Biogas, Transport des SNG über Gasnetz
- **55b_d:** Wasserstoffherstellung (H₂) mit Strom aus PV-Freifläche (Standort Deutschland) über alkalische Elektrolyse (AEL), Transport über Gasnetz, nur in der Betriebsweise „Volllaststunden Syntheseanlage“ relevant

Aus Abbildung 9 ist erkennbar, dass unter den ausgewählten Pfaden der Pfad Nr. 3 (PtL-FT) das geringste GWP in den Jahren 2015 und 2050 aufweist, gefolgt von Pfad Nr. 25 (PtL-MT). Dies ist vor allem dem Strom aus Windkraft (vergleichsweise hohe Volllaststunden, geringes GWP-Potential in den Vorketten) und der weniger energieaufwendigen CO₂-Abscheidung aus Biogasanlagen geschuldet. Pfade mit Strom aus Freiflächen-PV (Standort Deutschland) besitzen im Vergleich zu den Pfaden 12 und 34 (konzentrierendes Solarkraftwerk in Marokko) laut diesen Berechnungen ein höheres GWP. Dies ist vor allem auf die geringeren jährlichen Volllaststunden in Deutschland im Vergleich zu sonnenreichen Standorten im Süden zurückzuführen. Zudem ist die Abscheidung von CO₂ aus der Luft vergleichsweise energieintensiv. Der Transport der flüssigen Energieträger (selbst aus Marokko nach Europa) spielt laut diesem Ergebnis nur eine untergeordnete Rolle (Annahme Nutzung alternativer Kraftstoffe bei Schiff und LKW im Jahr 2050). (ifeu et al., 2020b)

Es wird angemerkt, dass für den Betriebsmodus „Volllaststunden Syntheseanlage“ in dieser Studie keine Zwischenspeicherung für CO₂, Wasserstoff oder erneuerbaren Strom miteinbezogen wurde, um den Vollbetrieb der Syntheseanlage zu gewährleisten. Die Zwischenspeicherung würde die Ergebnisse wahrscheinlich verschlechtern. Beim Vergleich der Ergebnisse zeigt sich auch, dass im Hinblick auf den Heizwert die Erzeugung von H₂ mit den geringsten GWP- bzw. Umweltwirkungen verbunden ist, gefolgt von SNG, Fischer-Tropsch-Kraftstoffen und Methanol. Dies ist durch die steigende Anzahl der Verarbeitungsschritte bzw. den höheren Komplexitätsgrad der Syntheseanlagen bedingt. Zudem wird noch erwähnt, dass Methanol zur Verwendung im Transportsektor noch weiterverarbeitet werden muss (Benzinsynthese etc.). (ifeu et al., 2020b)

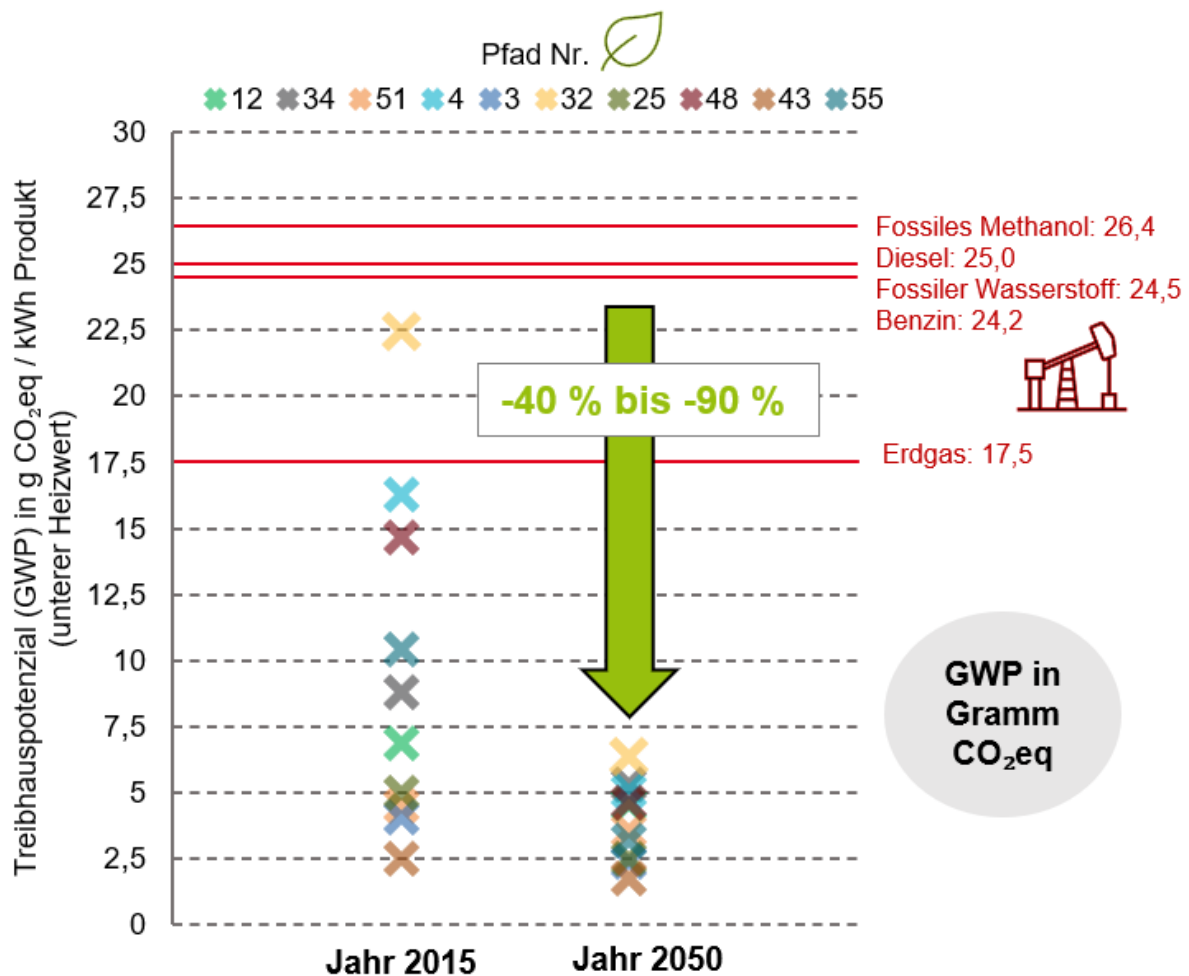


Abbildung 9: berechnetes Treibhauspotential in g CO₂eq je kWh Produkt (unterer Heizwert) über ausgewählte Bereitstellungspfade (Betriebsmodus „Volllaststunden Syntheseanlage“ = durchgehender Betrieb, ca. 8.000 Betriebsstunden pro Jahr), eigene Darstellung basierend auf Daten von ifeu et al. (2020c)

Im Vergleich zu den fossilen Kraftstoffen Benzin, Diesel und Methanol aus Erdgas haben sämtliche ausgewählte PtL-Pfade im Jahr 2050 ein zwischen 40-90 % geringeres GWP-Potential. Trotz Effizienzgewinnen bis 2050 liegt der kumulierte Energieaufwand sämtlicher Pfade über jenen der fossilen Energieträger (siehe auch Tabelle 3 und Tabelle 4 im Anhang). Dies ist vor allem der energieaufwendigen Elektrolyse sowie CO₂-Abscheidung geschuldet. In der Studie wurden auch biomassebasierte Bereitstellungspfade für sämtliche synthetische Kraftstoffe betrachtet. Diese schneiden beim GWP im Mittel besser als die strombasierten Pfade ab. (ifeu et al., 2020b)

Es wird darauf hingewiesen, dass neben dem GWP und Energieaufwand auch Umweltauswirkungen wie Versauerungs- und Eutrophierungspotential, Ozonabbaupotential, Feinstaubbelastung, Flächen-, Rohstoff- und Wasserbedarf untersucht wurden. Hier hat sich gezeigt, dass für die betrachteten e-fuels höhere Umweltbelastungen im Vergleich zu den fossilen Referenzen berechnet wurden. Wenn im Jahr 2050 größere Mengen an e-fuels zum Einsatz kommen sollten, könnten die daraus größeren Umweltbelastungen die positiven Effekte des geringeren GWPs gewissermaßen „aufheben“. (ifeu et al., 2020b)

Diese Tendenz der höheren Umweltbelastungen, beispielweise durch einen höheren Energie-, Ressourcen-, Wasser- oder Flächenbedarf für PtX-Produkte, wurde auch von Dechema (2019) anhand einer durchgeführten Lebenszyklusanalyse beschrieben. Auf Basis der Ergebnisse wird von Dechema (2019) vorgeschlagen, diese Aspekte, beispielsweise mittels einer multikriteriellen Entscheidungsanalyse, abzuwiegen. Eine Gewichtung der Kriterien muss dabei aber auf gesellschaftspolitischer Ebene erfolgen.

Schlussfolgernd kann zu den Ergebnissen dieser Studien festgehalten werden, dass das GWP-Potential der PtL-Pfade maßgeblich vom eingesetzten Energieträger (Wind, PV etc.) abhängt, tendenziell aber 80-90 % unter jenem der fossilen Referenzprodukte ist. Zudem lassen sich der kumulierte Energieaufwand sowie weitere Umweltauswirkungen wie Flächen-, Wasser-, oder Materialbedarf im Vergleich zu fossilen Produkten nur reduzieren, wenn die Herstellung der Stromerzeugungs- und Syntheseanlagen optimiert wird.

Ebenso ist noch zu erwähnen, dass im Rahmen der Studie von ifeu et al. auch Ökobilanzen für Bereitstellungspfade auf Basis des aktuellen Strommixes in Deutschland berechnet wurden. Dafür wurden ca. 577 g CO₂eq je kWh angenommen. Die Herstellung von synthetischen Energieträgern hat in diesem Fall ein rund 2-3,5-mal so hohes GWP wie das der fossilen Referenzprodukte.

Für das Jahresmittel des österreichischen Strommixes werden beispielsweise lt. OIB (2019) ca. 227 g CO₂eq / kWh angenommen und er ist somit im Schnitt ca. 2,5-mal geringer als in Deutschland. Zwar erzeugt Österreich inländisch Strom überwiegend erneuerbar, allerdings ist Österreich Nettoimporteuer (ENTSO-E, 2019) und damit auf den gelieferten Strommix aus dem Europäischen Netz mit wesentlich höheren Emissionen angewiesen. Die aktuellen Emissionen können unter electricitymap.org in Echtzeit getrackt werden und betragen beispielsweise am 04.03.2021 um 10:48 Uhr etwa 225 g CO₂eq / kWh. Unter vereinfachten Annahmen wäre das GWP auf Basis des österreichischen Strommixes für PtL-Produkte somit wahrscheinlich geringer als mit dem deutschen Strommix, aber dennoch nicht wesentlich günstiger als das GWP der fossilen Referenzprodukte.

Weitere Details sowie sämtliche Studienergebnisse von ifeu et al. inklusive der Berechnungs-Excel-Dateien sind auf der Homepage des deutschen Umweltbundesamtes downloadbar.

6 KOSTEN DER „E-FUELS“

Bzgl. Kostenentwicklung für e-fuels gibt es bereits zahlreiche Studien und Untersuchungen für den deutschen Markt. Im folgenden Abschnitt werden nachfolgend die Hauptaussagen zur Kostenentwicklung zusammengefasst sowie eine zu erwartende Kostenspanne von PtL-Produkten beschrieben.

- Hauptkostenfaktoren sind Investitionskosten für die Produktionsanlagen, vor allem der Elektrolyseure, die Stromgestehungskosten der erneuerbaren Stromerzeugung und die Auslastung bzw. Betriebsstunden sowie Lebensdauer der Produktionsanlagen (NPM, 2020; IRENA & Methanol Institute, 2021; Agora, 2018; Öko-Institut, 2019). Bei der Durchführung von Sensitivitätsanalysen hat Dechema (2019) gezeigt, dass die Gestehungskosten hauptsächlich sensibel auf die Höhe der Investitionskosten sowie Volllaststunden der Anlage reagieren. Somit

- ist eine hohe Anlagenauslastung zu präferieren und ein Betrieb nur in Zeiten von Überschussstrom weniger wirtschaftlich.
- Die Kostenentwicklung dieser Faktoren ist mit großen Unsicherheiten, bedingt durch rechtliche Rahmenbedingungen zu Nachhaltigkeitskriterien, Entwicklung der Strompreise, zukünftige Standorte der Erzeugungsanlagen, weltweite Nachfrage usw. verbunden (Agora, 2018; NPM, 2020). Transportkosten (z.B. bei Erzeugung in fernen Ländern) leisten nur einen relativ geringen Beitrag zu den Gesamtkosten (Agora, 2018).
 - Voraussetzung für eine maßgebliche Gesamtkostendegression (Investition, Verbrauch, Betrieb,...) bis 2030 bzw. 2050 ist der Aufbau von erheblichen Produktionskapazitäten und die Skalierung der Prozesse im industriellen Maßstab (Öko-Institut, 2019). Agora (2018) legen in ihrer Studie einen Anstieg der weltweit installierten Elektrolyseurleistung auf mindestens 100 GW zugrunde, um die publizierten Kostenreduktionen von 0,2-0,3 €/kWh im Jahr 2020 auf ca. 0,1 €/kWh bzw. 0,9 €/Liter im Jahr 2050 zu erzielen (Herstellungskosten in Europa für PtL). Aktuell sind weltweit etwa 20 GW installiert. Der Ausbau auf 100 GW wird mit ca. 10-100 Milliarden Euro bis 2050 beziffert, wobei noch Kosten für Methanisierung, Syntheseprozesse, usw. hinzukommen. Somit sind frühzeitige und ständige Investitionen in Elektrolyseure und CO₂-Absorber, eine politische Forcierung sowie eine hohe CO₂-Bepreisung erforderlich. Laut Wasserstoffstrategie der EU sollen bis 2030 ca. 40 GW installiert sein. Der Weltenergieerat (2018) geht davon aus, dass für die Erzeugung von ca. 10.000 TWh e-fuels rund 3.000 GW an installierter Elektrolyseur-Kapazität notwendig ist.
 - Prognos et al. (2018) haben in einem optimistischen Szenario für 2050 mit Herstellkosten von ca. 0,7 €/Liter PtL bzw. bei weniger optimistischer Betrachtung mit etwa 1,33 €/Liter PtL gerechnet. Ifeu et al. (2020b) ermittelten die Produktionskosten (ohne Steuern) für unterschiedliche Bereitstellungspfade von FT-PtL für das Jahr 2050 mit 50-118 €/GJ. Umgerechnet entspricht das ca. 0,93-2,20 €/l FT-PtL. Im Vergleich zu den eben genannten Kosten liegen die Herstellkosten für Superbenzin aktuell bei etwa 0,05 €/kWh bzw. 0,45 €/l (Agora, 2018).
 - Agora (2018) gehen davon aus, dass auch langfristig der Import von e-fuels aus Regionen wie Nordafrika oder dem Nahen Osten etwas günstiger ist, als beispielsweise die Herstellung über Strom aus Off-Shore-Windanlagen in Deutschland. Dies wird im Wesentlichen mit den höheren Volllaststunden für die erneuerbare Stromerzeugung in den sonnenreichen Regionen der Erde begründet. Allerdings wird auch darauf hingewiesen, dass etwaige Risikozuschläge aufgrund politischer oder regulatorischer Instabilität für diese Regionen mögliche Kostenvorteile durch effizientere Erzeugung aushebeln. (Agora, 2018; Öko-Institut, 2019)
 - Verschiedene Untersuchungen kommen zu dem Schluss, dass strombasierte Kraftstoffe auch langfristig über dem heutigen Preisniveau von fossilen Kraftstoffen liegen werden, wenn auch eine Kostendegression über die nächsten Jahre zu erwarten ist (Agora, 2018; Dechema, 2019; Öko-Institut, 2019; NPM, 2020; Siegemund et al., 2017). Lediglich Arnold et al. (2018) gehen in ihrer Studie davon aus, dass PtL für den Zeitraum 2040/2050 als kostenneutral gegenüber den

fossilen Referenzen betrachtet werden können (ohne Steuern und Abgaben), da sich fossile Rohstoffe ebenfalls verteuern werden. Prognos et al. (2018) hingegen rechnen mit sinkenden Endverbraucherpreisen für fossile Energieträger (S. 38).

- Prognos et al. (2020) rechnen im Jahr 2030 mit Kosten von ca. € 4,50 je Liter PtL inkl. MWst. für die EndverbraucherInnen (Deutschland), während Prognos et al. (2018) in einem eher optimistischen Szenario EndverbraucherInnenpreise (inkl. Steuern und Abgaben) in Deutschland von ca. € 1,42 je Liter PtL (0,149 €/kWh) für 2030 bzw. € 1,06 je Liter PtL (0,111 €/kWh) für 2050 berechneten. Im höherpreisigen PtL-Erzeugungspfad ergaben sich in derselben Studie EndverbraucherInnenpreise von ca. € 2,36 je Liter PtL (0,248 €/kWh) für 2030 bzw. € 1,85 je Liter (0,194 €/kWh) für 2050. In einer anderen Studie wurden EndkundInnenpreise (ohne Abgaben und Umlagen) für 2030 mit ca. 0,15-0,17 €/kWh bzw. bis 2050 mit rund 0,08-0,14 €/kWh ermittelt (Frontier Economics, 2018). Hier wird von Dechema (2019) allerdings angemerkt, dass aufgrund der unterschiedlichen Energiedichten von PtX und den fossilen Referenzen ein Preisvergleich mit Angabe in Liter pro Kraftstoff nicht ideal ist und beispielsweise der Kraftstoffeinsatz in Bezug zur erbrachten Fahrleistung (bspw. je 100 km) für bessere Transparenz sorgen würde. Siegemund et al. (2017) haben in diesem Sinne die Treibstoffkosten für EndkundInnen („well-to-wheel“, ohne Steuern) pro gefahrenem PKW-km je nach Treibstoffart für 2050 berechnet. Während die fossilen Produkte wie Diesel, Benzin bei weniger als 0,03 €/km liegen, erreichen die PtL- und PtCH₄-Produkte Größenordnungen zwischen 0,06-0,09 €/km. Die e-mobility-Kosten sind mit tendenziell unter 0,04 €/km preislich mit den fossilen Produkten konkurrenzfähig.

Die oben angegebenen PtL-Kosten auf Basis der Literaturrecherche **zeigen eine große Bandbreite** und sind noch einmal in der nachfolgenden Abbildung 10 veranschaulicht. Die **hohe Varianz ist unter anderem der Unsicherheit des langen Vorhersagezeitraums, den frühen Entwicklungsstadien einzelner Technologien und den jeweiligen, zugrunde gelegten Annahmen für die Berechnungen geschuldet**. Schlussfolgernd lässt sich festhalten, dass auch langfristig PtX-Kraftstoffe wahrscheinlich teurer als die fossilen Referenzprodukte sein werden, allerdings hängt die Differenz auch von der Preisentwicklung der fossilen Produkte ab.

Die genauen Basisannahmen und Szenarien können den zitierten Literaturstellen entnommen werden. Aktuelle Steuern auf Benzin, Diesel und Heizöl sind in Deutschland im Energiesteuergesetz (§ 2 Steuertarif) nachzulesen bzw. in Österreich im Mineralölsteuergesetz (§ 3 Steuersätze) definiert und in den beiden Ländern etwas unterschiedlich in ihrer Höhe. Eine Gemeinsamkeit besteht allerdings in der wesentlich geringeren Besteuerung von Heizöl im Vergleich zu Diesel oder Benzin.

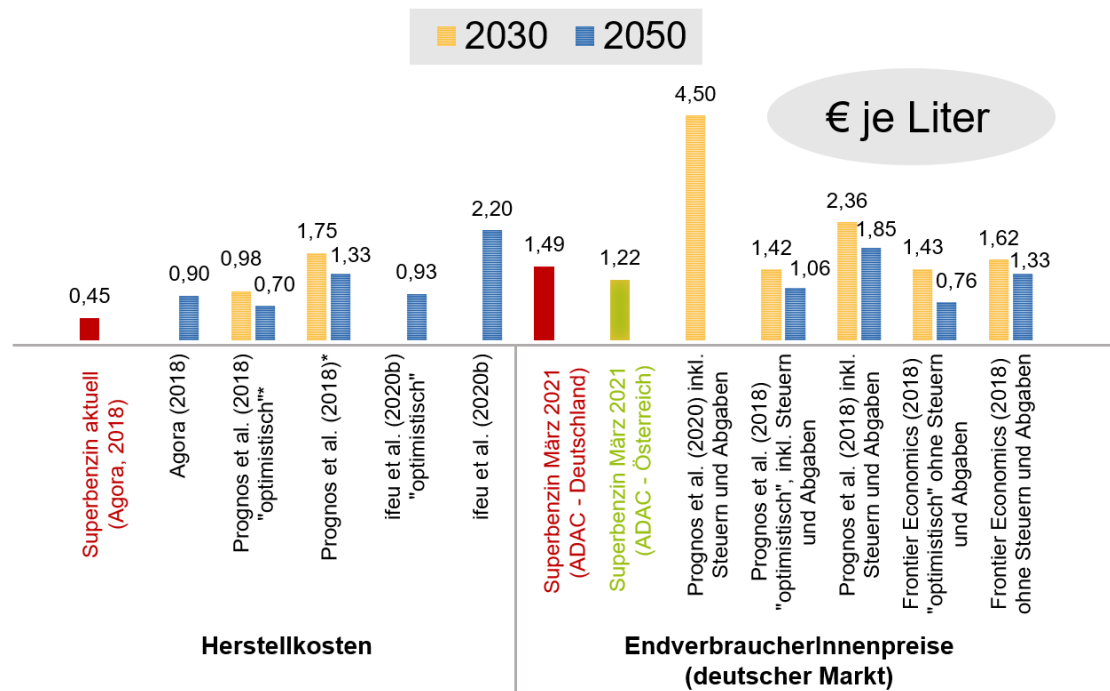


Abbildung 10: Überblick erwartete PtL-Herstellkosten und PtL-EndverbraucherInnenpreise 2030 und 2050, *internationale Herstellkosten ohne Transport nach Europa; EndverbraucherInnenpreise bezogen auf den deutschen Markt, teilweise mit Steuern und Abgaben; aktuelle Preise für Superbenzin in Österreich und Deutschland lt. ADAC (2021); Angaben zu Einheiten in der Literatur unterschiedlich (€/l oder €/kWh); Umrechnung auf Liter mit 11,9 kWh/kg und 0,8 kg/l

7 STRATEGISCHER RAHMEN

Auf EU-Ebene berücksichtigt aktuell nur die Richtlinie EU 2018/2001 zur Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (RED II) PtX-Kraftstoffe. Sonstige möglicherweise relevante Regularien wie EU ETS (Europäisches Emissionshandelssystem, EU RL 2003/87/EG) und EU ESD (Lastenteilungsverordnung, Entscheidung Nr. 406/2009/EC) gehen aktuell noch nicht auf PtX-Kraftstoffe ein, wobei zukünftig durch die Sektorkopplungspotentiale von PtX Überschneidungen des gesetzlichen Rahmens zu erwarten sind. (Dechema, 2019)

Die Richtlinie EU 2018/2001 zur Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (RED II) definiert ein verbindliches Unionsziel 2030 für den Gesamtanteil von Energie aus erneuerbaren Quellen. Gleichzeitig werden Regeln für die finanzielle Förderung von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen und die Eigenversorgung mit solcher Elektrizität, für die Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen im Wärme- und Kältesektor und im Verkehrssektor, für die regionale Zusammenarbeit zwischen Mitgliedstaaten sowie zwischen Mitgliedstaaten und Drittländern, für Herkunftsnachweise, administrative Verfahren sowie Informationen und Ausbildung aufgestellt. Ferner werden Kriterien für die Nachhaltigkeit und für Treibhausgaseinsparungen für Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe vorgeschrieben. In Artikel 25 wurde festgelegt, dass „...jeder Mitgliedstaat die Kraftstoffanbieter [verpflichtet], dafür zu sorgen, dass der Anteil erneuerbarer Energie am Endenergieverbrauch des Verkehrssektors bis 2030 einem von dem betreffenden Mitgliedstaat festgelegten indikativen Zielpfad entsprechend mindestens 14 % beträgt“. Für PtX-Kraftstoffe aus erneuerbaren Quellen gilt, dass die THG-Einsparungen gegenüber der fossilen Referenz ab 01.01.2021

mindestens 70 % betragen müssen. Berechnungsgrundlagen und Nachhaltigkeitsanforderungen sollen noch über delegierte Rechtsakte festgelegt werden. (RED II, 2018)

Die Richtlinie muss in den einzelnen Mitgliedstaaten bis Mitte 2021 umgesetzt werden, wobei der delegierte Rechtsakt zur Festlegung der Anforderungen noch nicht veröffentlicht wurde (PtX-Allianz, 2020). Da diese Anforderungen bis dato noch nicht geklärt sind, herrscht einerseits große Planungsunsicherheit für diese Kraftstoffe (NPM, 2020), andererseits spielt die CO₂-Quelle für die Herstellung wahrscheinlich eine Rolle bei der Besteuerung (Dechema, 2019). Auch diese Frage ist noch nicht geklärt.

Im Februar 2021 hat beispielsweise Deutschland bereits sein Bekenntnis zum dekarbonisierten Verkehrssektor (28 % erneuerbarer Anteil bis 2030) und strombasierten Kraftstoffen für vorrangig alternativlose Anwendungsbereiche wie Industrie und Luftfahrt bekräftigt und das Bundeskabinett eine 2-prozentige PtL-Quote für Kerosin (Luftfahrt) ab 2030 beschlossen. Zudem werden PtL-Kraftstoffe im Straßenverkehr sowie die Verwendung von Wasserstoff in der Industrie doppelt auf die THG-Quote der Kraftstoffanbieter angerechnet und somit stark gefördert. Biomassebasierte Kraftstoffe (Nahrungs- und Futterpflanzen) sollen nicht maßgeblich forciert werden. (BMU, 2021)

Die PtL-Quote für die Luftfahrt entspricht einer Kraftstoffmenge von ca. 230-300 Millionen Litern pro Jahr und benötigt einen massiven Kapazitätsaufbau bis 2030. Die weltweit erste PtL-Anlage soll 2022 in der Nähe von Frankfurt mit einer Produktionskapazität von 4,6 Millionen Litern pro Jahr in Betrieb gehen (airliners, 2021).

Die Errichtung weiterer Anlagen wurde in Europa ebenfalls schon angekündigt, z.B. Power-to-X-Anlage von Norsk e-fuel mit 10 Mio. Litern in 2023 für den Einsatz in der Luftfahrt (Norsk e-fuel, 2020) oder Power-to-X-Anlage in Kopenhagen mit 250.000 Tonnen e-fuels bis 2030 (SoG, 2020).

Im Jahr 2018 lag der erneuerbare Anteil im österreichischen Verkehrssektor bei 9,8 % (BMK, 2020). Zur Erreichung des RED-II Ziels von mindestens 14 % bis 2030 bzw. der THG-Emissionsminderungsziele von – 55 % gegenüber 1990 sind lt. Umweltbundesamt (2021) „*weitreichende Transformationsschritte zur Verminderung des Einsatzes fossiler Energie erforderlich*“.

Prinzipiell hat die EU erklärt, zukünftig die Förderung von flüssigen oder gasförmigen erneuerbaren Kraftstoffen nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr forcieren zu wollen (Europäische Kommission, 2020c). Dies spiegelt sich beispielsweise in der Erstellung der Wasserstoffstrategie wider. Im Jahr 2019 waren in der EU etwa 50 MW Wasserelektrolyseleistung installiert (30 % AEL, 70 % PEMEL) (Europäische Kommission, 2020b). Die aktuelle Wasserstoffstrategie der EU sieht zwischen 2020-2024 die Unterstützung für den Ausbau der installierten Elektrolyseleistung von mindestens 6 GW zur jährlichen Erzeugung von bis zu einer Million Tonnen erneuerbarem Wasserstoff vor. Bis 2030 soll auf 40 GW ausgebaut und jährlich ca. 10 Millionen Tonnen Wasserstoff produziert werden. Von 2030-2050 soll dann der großskalige Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur in Europa zur Dekarbonisierung von alternativlosen Sektoren umgesetzt werden. (Europäische Kommission, 2020a)

Österreich arbeitet aktuell noch an seiner Wasserstoffstrategie. Nichtsdestotrotz wurden bereits als Zielwerte bis 2030 der Aufbau von rund 1-2 GW Elektrolysekapazität genannt. Das ergibt eine Jahresproduktion von etwa 3,75-7,75 TWh Wasserstoff, wobei der aktuelle Verbrauch an fossilem Wasserstoff in Österreich bei 4,6 TWh (ca. 140.000 Tonnen) liegt. Zur Dekarbonisierung der Stahlindustrie wären etwa jährlich rund 500.000 Tonnen Wasserstoff notwendig. Eine Studie zur vollständigen Dekarbonisierung des Energiesystems mit Wasserstoff ist gerade noch in Ausarbeitung.

Eine Bedarfsanalyse der Austrian Power Grid APG hat für den Aufbau von notwendigen Flexibilitäten bei 100 % erneuerbarer Stromerzeugung 2030 in Österreich eine Elektrolysekapazität von ca. 2 GW ergeben. (Streitner, 2020)

Der Weltenergierat (2018) geht davon aus, dass für die Erzeugung von einer TWh e-fuels ca. 0,3 GW an installierter Elektrolyseur-Kapazität (Elektrolyseur: 4.000 Volllaststunden pro Jahr, Syntheseanlage 8.000 Volllaststunden pro Jahr) notwendig ist.

Hinsichtlich PtX hat Österreich im integrierten nationalen Energie- und Klimaplan für die Periode 2021-2030 festgehalten, dass man sich neben Wasserstoff auch mit der Rolle von PtX im Rahmen der Untersuchung von Flexibilitätsoptionen für die Sektorkopplung, gemeinsam mit den „Penta-Ländern“, beschäftigen will (BMNT, 2019). Genaue Mengen, Zielwerte o.Ä. wurden noch nicht definiert.

8 POTENTIALE UND AUSBLICK

Zukünftige Entwicklungspfade und Potentiale wurden bereits in zahlreichen Publikationen untersucht und bearbeitet. Dieses Kapitel bietet im Sinne einer objektiven und umfassenden Bewertung Auszüge aus vielen unterschiedlichen Potentialstudien, die sowohl von öffentlichen Stellen als auch von unterschiedlichen Interessensgruppen (Umweltvereine, Automobilindustrie etc.) beauftragt wurden. Nachfolgend werden die Einschätzungen dieser Studien komprimiert wiedergegeben.

Öko-Institut (2019):

- Teilprozesse der PtX-Herstellung sind bereits etablierte Technologien, allerdings sind einige in ihrer Entwicklung (bspw. Elektrolyse) noch nicht auf industriellen Maßstab skaliert. Als Zeithorizont für erste großindustrielle Produktionsanlagen werden aus technischer Sicht 10 Jahre und mehr angegeben. Die Geschwindigkeit des Aufbaus von Produktionskapazitäten für umweltfreundliche PtX-Produkte ist zudem durch den Ausbau der erneuerbaren Energieträger im Stromsektor begrenzt (begrenzte Potentiale, THG-Ziele im Stromsektor, usw.). Auch die Anlagen für eine zusätzlich notwendige erneuerbare Stromproduktion müssen erst aufgebaut werden. 10 Jahre ist dabei als Untergrenze für den Ausbau anzusehen.
- Bis zum Jahr 2030 wird auch unter idealen Markt- und Förderbedingungen mit keinen relevanten Erzeugungsmengen von strombasierten Kraftstoffen gerechnet. Ausnahme könnte die Wasserstoffnutzung in der Nähe von vorteilhaften Produktionsstandorten sein.
- Als plausibelste Szenarien werden jene eingeschätzt, in welchen die benötigte Menge an strombasierten Stoffen erst ab 2040 signifikant ansteigt.
- In Deutschland ist das gesellschaftlich akzeptable Potential zur erneuerbaren Stromerzeugung geringer als die aus bestehenden Szenarien abgeleiteten Produktionsmengen von strombasierten Energieträgern. Es ist anzunehmen, dass erste größere Demonstrationsanlagen in Deutschland errichtet werden und im Anschluss im Ausland eine Industrialisierung der Produktion stattfinden wird.

Dechema (2019):

- PtX-Technologien werden bis ca. 2035 nur in besonders vorteilhaften Nischenanwendungen und nicht als großtechnische Ausrollung erwartet.

- Damit PtX-Kraftstoffe für die Dekarbonisierung des Verkehrs bis 2030 einen nennenswerten Beitrag leisten können, müssten diese bereits schon jetzt am Markt hochlaufen. Somit ist es nicht sehr wahrscheinlich, dass PtX-Kraftstoffe einen wichtigen Pfeiler zur Erreichung der Klimaziele bis 2030 im Verkehrssektor darstellen, da die benötigten Erzeugungskapazitäten, die bis dahin aufgebaut werden können, nicht ausreichen werden, um die angestrebten THG-Reduktionen zu erreichen. Es wird damit gerechnet, dass der Markteintritt nicht im großen Rahmen, sondern zuerst nur vereinzelt für die vorteilhaftesten Anwendungen (z.B. Chemieindustrie, kleinskalierte Wasserstoffproduktion etc.) passieren wird.
- Die PtX-Anlagenkonfiguration ist noch nicht im industriellen Maßstab demonstriert. Relevante Größenordnungen liegen bei Produktionskapazitäten ähnlich fossiler Raffinerien von mehreren Millionen Tonnen Jahresproduktion. Mit Planung, Bau- und Inbetriebnahme solcher PtX-Anlagen wird in frühestens 6-10 Jahren gerechnet, wobei es sich auch nach diesem Zeitraum eher noch um Einzelanlagen handeln wird und der Aufbau von relevanten weiteren Produktionskapazitäten noch weitere Jahre dauern wird. Alternativ ist auch der Aufbau von mehreren dezentralen Anlagen im kleineren Maßstab denkbar, allerdings ohne die mit der Großskalierung erzielbaren Kostenvorteile.
- Das Potential zur ausschließlichen Verwertung von Überschussstrom wird als relativ gering eingeschätzt, da die Anlagen mit weniger als den maximal möglichen Volllaststunden pro Jahr nicht wirtschaftlich sind, auch wenn es technologisch durch die Teillastfähigkeit einiger Elektrolyseverfahren (z.B. PEMEL) möglich ist. Eine anlagenindividuelle Bewertung ist hier notwendig.
- Je Tonne klimafreundlichem PtX-Kraftstoff werden etwa 20-30 MWh erneuerbarer Strom benötigt.

NPM (2020):

- Die PtL-Produktion ist heute noch nicht im industriellen Maßstab vorhanden. In den Jahren 2023-2025 könnten schon kleinere Anlagen mit etwa 10.000 t Jahresproduktion in Betrieb gehen. 2028 bis 2030 wäre es bei idealen Voraussetzungen möglich, erste in das Energiesystem integrierte großindustrielle PtL-Systeme der Größenklasse 100.000 t/a in Betrieb zu nehmen.
- Die große Herausforderung besteht im Aufbau einer industriellen Elektrolyseurproduktion sowie Effizienzverbesserungen der Elektrolyseure. Zudem bedarf es noch zusätzlichen Forschungsbedarf bei der CO₂-Abscheidung aus der Luft und dem Aufbau und Betrieb von größeren Anlagen. Auch beim Reverse-Wassergas-Shift-Reaktion (RWGS) ist in den nächsten Jahren noch eine Skalierung auf Industriegröße notwendig.
- Die Klimaschutzwirkung von PtL ist nur gegeben, wenn diese auf Basis von erneuerbarem Strom hergestellt werden. Für die Produktion von 1 PJ (277,78 GWh) PtL-Kraftstoff werden etwa 560 GWh an erneuerbarem Strom benötigt.

Bertau (2018):

- MT- und FT-Synthese sind ausgereifte Technologien; für Methanol-to-Gasoline (MtG) und grüne Fischer-Tropsch-Produkte wird kurz- bis mittelfristig (10 Jahre +) mit keiner nennenswerten Verfügbarkeit gerechnet.
- Synthetisches MtG ist erst bei Ölpreisen ab >60 US-\$ pro Barrel wirtschaftlich, FT-Kraftstoffe erst ab 190 US-\$ pro Barrel.

Prognos et al. (2018):

- Mit einem signifikanten und rasanten Markthochlauf wird zwischen 2030-2040 gerechnet.
- Die großtechnische Erzeugung von PtX wird aufgrund des begrenzten Potentials zur Errichtung von erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen (PV- und Wind, technische sowie gesellschaftliche Restriktionen) und den erreichbaren Gestehungskosten vor allem an Standorten außerhalb Europas („MENA Regionen“) gesehen.
- Für den Ersatz des gesamten europäischen Gas- und Ölbedarfs in einer Größenordnung des Jahres 2016 durch PtX-Produkte (Annahmen wie im berechneten Szenario „PtX 95 2050“), müssten die dazu erforderlichen Stromerzeugungsanlagen (Wind, PV) eine Fläche von etwa 523.000 km² in Anspruch nehmen. Marokko besitzt etwa 446.000 km².
- Je Liter Fischer-Tropsch-Syncrude (9,56 kWh) wird mit einem spezifischen elektrischen Energieverbrauch von ca. 17,93 kWh gerechnet.

Arnold et al. (2018):

- Eine Marktreife für die gesamte PtL-Technologiegruppe wird erst bis 2040 erwartet. Zudem wird vor 2040 erst mit einem eher geringen Markthochlauf gerechnet.
- Aufgrund von steigenden Kosten für die fossilen Referenzprodukte sowie zahlreichen Unsicherheiten bei der Kostenvorhersage wird davon ausgegangen, dass die Technologie PTL für 2040/2050 kostenneutral gegenüber fossilen Referenzprodukten ist (ohne Steuern und Abgaben).

Siegemund et al. (2017):

- Zur Erfüllung der Energiewende im Verkehr in der EU bis 2050 (PtL dominiert, -80% bis -95% THG-Reduktion im Vergleich zu 1990) müssten im Jahr 2050 zwischen 2.900-3.600 GW erneuerbare Stromkapazitäten (55 % Wind on- und off-shore, 45 % PV) installiert sein. Demgegenüber sind bei überwiegend elektrifiziertem Transportwesen (eDrive, -95% THG-Reduktion im Vergleich zu 1990) im Jahr 2050 etwa 2.000 GW und damit rund ein Drittel weniger Erzeugungskapazität für den Verkehr notwendig. Zum Vergleich: Ende 2016 waren in der EU28 insgesamt ca. 400 GW an erneuerbaren Stromkapazitäten installiert. Hinzu kommt noch der Strombedarf für die sonstigen Sektoren. In den berechneten PtL-Szenarien entspricht der Strombedarf für den Verkehrssektor im Jahr 2050 dem heutigen gesamten Stromverbrauch in der EU. Allerdings zeigen alle berechneten Szenarien einen signifikanten Ausbaubedarf der erneuerbaren Stromproduktion in Europa.

- In Europa besteht ausreichend technisches Potential, um den Strombedarf 2050 aus erneuerbaren Quellen zu decken.

Agora (2018):

- PtX wird nicht als Alternative, sondern als wichtige Ergänzung zu effizienteren Stromverwertungsmöglichkeiten wie Wärmepumpen und Elektroautos gesehen.
- Synthetische Brennstoffe werden bei der Dekarbonisierung von chemischen Grundstoffen, Industrie und Teilen des Verkehrs wie Flug- und Schiffsverkehr eine wichtige Rolle spielen. Aufgrund der höheren Kosten im Vergleich zu direkter Stromnutzung ist der Stellenwert in anderen Sektoren noch offen.
- Für den wirtschaftlichen Betrieb von PtX-Anlagen braucht es eine Volllaststundenzahl von mindestens 3.000-4.000 Stunden pro Jahr sowie günstigen Strom. Tatsächlich technisch nutzbare Überschüsse aus der erneuerbaren Erzeugung in relevanten Größenordnungen werden für das deutsche Stromnetz auch zukünftig als unwahrscheinlich eingeschätzt. Lokale und regionale Netzengpässe werden den Weitertransport des Überschusses wahrscheinlich nicht ermöglichen. Zudem gibt es bereits günstigere, flexiblere Lasten (Power-to-Heat, sonstige Speicherung, Industrie) die bereits ausreichende Flexibilität am Strommarkt bieten.
- Der Import synthetischer Brennstoffe aus Regionen wie Nordafrika oder dem Nahen Osten wird mittel- und langfristig als günstiger eingeschätzt als die Erzeugung in Deutschland durch Off-Shore-Windkraftanlagen.

Sterner et al. (2017b):

- „Power-to-Gas“ ist ein Eckpfeiler der Energiewende und Stromkraftstoffe haben großes Potential, alternativlose Verkehrsbereiche zu dekarbonisieren.
- Hauptgedanke bei der Erfindung von PtG ist die *„Speicherung von überschüssiger, fluktuierender erneuerbarer Energie zur Entlastung von Netzengpässen und Langzeitspeicherung. Nur nach Maßgabe dieser Anwendung entfaltet es seinen volkswirtschaftlichen Nutzung zur Reduktion von Treibhausgasen und Integration erneuerbarer Energie“*. Aufgrunddessen muss sichergestellt werden, dass nur Stromüberschüsse verwertet werden bzw. ein netzdienlicher Betrieb passiert. Falls es zukünftig keine klaren regulatorischen Rahmenbedingungen gibt, liegt das Risiko, dass durch den wirtschaftlichen Zwang eines günstigen Stromeinkaufs und der möglichst konstanten Anlagenauslastung eine verstärkte Nutzung von Kohle- oder Atomstrom forciert wird, relativ hoch. Zudem besteht die Gefahr, durch die Nutzung von CO₂ aus fossilen Kraftwerksabgasen „Greenwashing“ zu betreiben.
- Die Herausforderungen bestehen zukünftig in der Anlagenflexibilisierung, in der Kostenreduktion der Komponenten und im nachhaltigen Betrieb über erneuerbare Strombezugskonzepte.

Erzeugung von e-fuels aus reinen Stromüberschüssen

Im Auftrag der Austrian Power Grid wurde 2019 eine Studie veröffentlicht, welche die stündlichen Stromüberschüsse aus erneuerbarer Erzeugung in Österreich für die Jahre 2030 und 2050 für

unterschiedliche Wettersituationen berechnete. Die Szenarien orientieren sich dabei an den politischen Zielwerten einer bilanziell 100% erneuerbaren Stromversorgung in Österreich im Jahr 2030 sowie der Dekarbonisierung im Jahr 2050. Für den Ausbau werden primär Wind und Photovoltaik angenommen. Im Jahr 2030 ergibt sich so ein Erzeugungsmix aus 83 TWh Erneuerbaren (34 TWh Wind und PV) und ca. 15 TWh fossilen Quellen wie Gas bei einem berechneten Strombedarf von ca. 84 TWh. Dieser Erzeugungsmix würde in einem „Normalwetterjahr“ von April bis Oktober einen Überschuss von ca. 3,6 TWh verursachen, es stehen ihm aber in den Wintermonaten „Fehlmengen“ von etwa 20,4 TWh gegenüber, womit Österreich im Winter 2030 Nettoimporteur bleibt. Die notwendige Flexibilität für die saisonale Verlagerung des Überschusses im Jahr 2030 bieten der grenzüberschreitende Stromaustausch sowie fossile steuerbare Kraftwerke, wobei hierfür ein gut ausgebautes Übertragungsnetz Grundvoraussetzung ist. (Huneke et al., 2019)

Da laut NPM (2020) aus 560 GWh Strom etwa 1 PJ PtL-Kraftstoff erzeugt werden kann, könnten mit dem österreichweiten „Überschuss“ von 3,6 TWh etwa 6,4 PJ PtL-Kraftstoff gewonnen werden. Der aktuelle Heizölbedarf der Steiermark beträgt ca. 8 PJ, Diesel- und Benzinbedarf liegt bei ca. 51 PJ und übersteigt die PtL-Mengen aus der Überschussverwertung somit deutlich.

Für 2050 steigt die Stromnachfrage auf 135 TWh, wobei der Personenverkehr zu 80 % elektrifiziert angenommen wurde, Lastkraftwägen mit Gas oder Wasserstoff betrieben werden, der Wärmebedarf durch Sanierungen gesenkt und je zur Hälfte durch Wärmepumpen und erneuerbare Nah- und Fernwärme gedeckt wird und die Industrie ebenfalls weitgehend elektrisch dekarbonisiert wurde. Dazu werden österreichweit Wind und PV auf 24 GW bzw. 32 GW ausgebaut, wodurch sich die stündlichen Gradienten der erneuerbaren Erzeugung bzw. die Wetterabhängigkeit des österreichischen Stromsystems stark erhöht. Auf dieser Basis wurden für das Jahr 2050 („Normalwetterjahr“) stündliche Fehlmengen von insgesamt 28 TWh berechnet, während sich der Überschuss auf ca. 13,7 TWh beläuft. Im Winter gibt es trotz der gesteigerten erneuerbaren Erzeugung keine relevanten Überschüsse. Da 2050 auch das europäische Energiesystem dekarbonisiert sein sollte, ist der grenzüberschreitende Stromaustausch nur mehr eine bedingte Flexibilitätsoption. Da die verfügbaren Speicherwasserkraftwerke nicht ausreichen werden, sind neben kurz- und mittelfristigen Flexibilitätsoptionen (Stunden- und Tagesspeicher) auch saisonale Speichertechnologien wie Power-to-Gas notwendig. Bei Berücksichtigung von 48h-Speichern verbleiben im Jahr 2050 noch immer mehr als 500 Stunden Überschüsse von 5 GW, die in PtG-Anlagen verwertet werden könnten. (Huneke et al., 2019)

Als Beispielrechnung: wird der oben genannte Überschuss von 13,7 TWh als PtG gespeichert ($\eta = 55\%$) und dann zur Deckung der Fehlmengen wieder rückverstromt ($\eta = 85\%$), könnten daraus etwa 6,4 TWh Strom erzeugt werden. Die berechneten Fehlmengen liegen allerdings mehr als viermal so hoch bei ca. 28 TWh. Somit muss der notwendige Fehlmengenausgleich daher aus zusätzlich installierten erneuerbaren Erzeugungskapazitäten oder durch Importe von grünem Gas gedeckt werden. (Huneke et al., 2019)

9 FAZIT

Das Fazit der Recherchen gestaltet sich auf Basis der in den vorangegangenen Abschnitten zitierten Studien folgendermaßen:

Stand der Technik

Teilprozesse der PtX-Kette sind etablierte, industrielle Technologien, beispielsweise FT- oder Methanolsynthese. Die großen Herausforderungen liegen in der großindustriellen Skalierung der Elektrolyseure und CO₂-Abscheidung und in der Kostenreduktion sowie im Ausbau der Erneuerbaren für die Wasserstoffproduktion. Zudem ist die Anlagenflexibilisierung und ein nachhaltiger Betrieb über erneuerbare Strombezugskonzepte eine weitere Herausforderung der kommenden Jahre. Wichtige Vorteile von e-fuels sind die hohe Energiedichte, gute Speicherfähigkeit (saisonale Speicherung, Sektorkopplung etc.) und der kostengünstige Transport sowie die Möglichkeit, bestehende Infrastruktur weitzunutzen zu können.

Umwandlungswirkungsgrade und Nutzungseffizienzen

Die PtL-Gesamtanlageneffizienz (Stromeinsatz im Vergleich zum Heizwert des Endprodukts) liegt je nach Verfahrenskonfiguration zwischen 36-52 % bzw. bei Wasserstoff bei ca. 53-61 %, wobei bis 2050 mit einem Effizienzsteigerungspotential von ca. 8-10 % gerechnet wird.

Unter der Voraussetzung, dass die e-fuels mit 100 % erneuerbarem Strom hergestellt werden, ergeben die Wirkungsgrade der Nutzungspfade (Transport sowie Einsatz im Verbrennungsmotor, Brennwertheizung etc.) eine heizwertbezogene Gesamteffizienz beim Verbrennungsmotor („well-to-wheel“) von ca. 7-12 % bzw. beim Einsatz in Brennwertgeräten zu Heizzwecken von ca. 38 %. Demgegenüber sind e-Autos durch die direkte erneuerbare Stromnutzung etwa 7-mal effizienter bzw. der Einsatz von fossilem Heizöl oder sonstigen erneuerbaren Heizungsalternativen etwa 2-5-mal effizienter.

Bevorzugte Anwendungsbereiche

Als bevorzugte Anwendungsbereiche für e-fuels zeigen sich aufgrund der geringen Wirkungsgrade bzw. durch das Vorhandensein von sonstigen Optionen in den anderen Sektoren alternativlose Bereiche wie Schifffahrt, Luftfahrt, LKW-Fernverkehr, saisonale Speicherungen und Verwertung in der Industrie (stofflich, energetisch).

Ökobilanz

E-fuels besitzen im Schnitt je nach Herstellungspfad ein etwa 40-90 % geringeres GWP-Potential als die fossilen Referenzprodukte, vorausgesetzt es kommt 100 % erneuerbarer Strom zum Einsatz. Trotz Effizienzgewinnen bis 2050 liegt der kumulierte Energieaufwand sämtlicher Pfade über jenen der fossilen Energieträger. Dies ist vor allem der energieaufwendigen Elektrolyse sowie CO₂-Abscheidung geschuldet. Biomassebasierte FT-Treibstoffe und biomassebasierte Methanolprodukte schneiden beim GWP im Mittel besser als die strombasierten Pfade ab. Bei der Betrachtung der sonstigen Umweltauswirkungen wie Versauerungs- und Eutrophierungspotential, Ozonabbaupotential, Feinstaubbelastung, Flächen-, Rohstoff- und Wasserbedarf hat sich gezeigt, dass sich für die betrachteten e-fuels höhere Umweltbelastungen im Vergleich zu den fossilen Referenzen ergeben.

Wenn im Jahr 2050 größere Mengen an e-fuels zum Einsatz kommen sollten, könnten die daraus größeren Umweltbelastungen die positiven Effekte des geringeren GWPs gewissermaßen „aufheben“. Die Ergebnisse veranschaulichen, dass ein Abwiegen dieser Umweltauswirkungen notwendig ist und

eine sorgsame Prüfung der Anwendungsfelder erfolgen muss. Bei Verwendung des Jahresmittels des aktuellen Strommixes (z.B.: Österreich ca. 227 g CO_{2eq}/kWh, Deutschland ca. 577 g CO_{2eq}/kWh) ist davon auszugehen, dass das GWP der e-fuels wahrscheinlich mindestens ebenso groß bzw. größer als das der fossilen Referenzprodukte ist.

Kosten

Hauptkostenfaktoren sind die Investitionskosten für die Produktionsanlagen (Elektrolyseure etc.), die Stromgestehungskosten der erneuerbaren Erzeugung und die Auslastung der Anlagen. Die Kostenentwicklung dieser Faktoren ist mit großen Unsicherheiten verbunden. Voraussetzung für eine maßgebliche Gesamtkostendegression (Investition, Verbrauch, Betrieb etc.) bis 2030 bzw. 2050 ist der Aufbau von erheblichen Produktionskapazitäten und die Skalierung der Prozesse im industriellen Maßstab.

Verschiedene Untersuchungen kommen zu dem Schluss, dass strombasierte Kraftstoffe auch langfristig (2050) über dem heutigen Preisniveau von fossilen Kraftstoffen liegen werden, wenn auch eine Kostendegression über die nächsten Jahre zu erwarten ist. Die berechneten PtL-Produktionskosten (ohne Steuern) werden bis 2050 mit etwa € 0,70-3,80 je Liter prognostiziert, im Vergleich dazu liegen die aktuellen Herstellkosten für Superbenzin bei ca. € 0,45 je Liter. Die in der Literatur publizierten EndverbraucherInnenpreise für den deutschen Markt werden mit etwa € 1,42-2,36 pro Liter (€ 0,149-0,248 je kWh) bis 2030 bzw. € 0,76-1,85 pro Liter (€ 0,111-0,194 je kWh) bis 2050 angegeben, wobei die Untergrenze als eher optimistische Entwicklung zu verstehen ist, die schon kurzfristig den massiven Ausbau der Produktionskapazitäten bedingt.

Zum Vergleich: ein Liter Diesel kostet in Österreich derzeit etwa € 1,10 (€ 0,10 je kWh) bzw. 1.000 Liter Heizöl extraleicht ca. € 0,69 je Liter bzw. € 0,07 je kWh (inkl. Steuern etc.). Aufgrund der geringfügig unterschiedlichen Energiedichten ist eine Angabe in kWh sinnvoller als eine Angabe in Litern.

Strategischer Rahmen

Aktuell definiert die RED II, dass die Mitgliedstaaten ihre Zielwerte zur Dekarbonisierung des Verkehrssektors bis Mitte 2021 festlegen müssen, wobei der erneuerbare Anteil 2030 mindestens 14 % erreichen muss. Für PtX-Kraftstoffe aus erneuerbaren Quellen gilt, dass die THG-Einsparungen gegenüber der fossilen Referenz ab 01.01.2021 mindestens 70 % betragen müssen. Berechnungsgrundlagen und Nachhaltigkeitsanforderungen sollen noch über delegierte Rechtsakte festgelegt werden. Prinzipiell ist eine Forcierung von PtX, Wasserstoff etc. vorgesehen und zur Erreichung eines dekarbonisierten Verkehrssektors erforderlich. Die Europäische Wasserstoffstrategie will bis 2030 40 GW Elektrolysekapazität aufbauen und damit jährlich ca. 10 Millionen Tonnen Wasserstoff produzieren. Die aktuellen österreichischen Ziele für 2030 liegen bei etwa 1-2 GW installierter Elektrolysekapazität. Hinsichtlich PtX-Mengen gibt es keine quantifizierten Ziele, man will sich aber mit der Untersuchung von Flexibilitätsoptionen für die Sektorkopplung beschäftigen.

Ausblick und Potentiale

Als Zeithorizont für den Start der großindustriellen Produktion von PtX wird in den zitierten Studien der Zeitraum zwischen 2030-2040 angegeben. Eine wesentliche Marktrelevanz bis 2030 wird als nicht sehr wahrscheinlich eingeschätzt. Hier wird angemerkt, dass im Februar 2021 vom deutschen Bundeskabinett ein zweiprozentiges Beimischungsziel von PtL in der Luftfahrt (ca. 300 Mio. Liter) bis 2030 festgesetzt wurde und dass die Inbetriebnahme der weltweit ersten PtL-Anlage mit einer Produktionskapazität von ca. 4,6 Mio. Litern pro Jahr in der Nähe von Frankfurt mit 2022 geplant ist. Hier

gibt es also aus Deutschland starke Signale, einen massiven Kapazitätsaufbau für Sektoren ohne bestehende klimafreundliche Alternativen (z.B. Luftfahrt, Industrie...) voranzutreiben. Auch in Österreich muss die Energiewende im Verkehr zur Erreichung der EU-Vorgaben bzw. THG-Reduktionsziele mittels erneuerbaren Alternativen stark forciert werden.

Die Klimaschutzwirkung von PtL ist nur gegeben, wenn diese auf Basis von erneuerbarem Strom hergestellt werden. Für die Produktion von 277,78 GWh (1 PJ) PtL-Kraftstoff werden rund 560 GWh (ca. 2 PJ) erneuerbarer Strom benötigt. Der energetische Endverbrauch für Diesel, Benzin, Flugturbinenkraftstoff und Heizöle betrug in der Steiermark 2018 ca. 62 PJ. Erneuerbarer Strom wurde in der Steiermark 2018 im Ausmaß von 5.800 GWh (21 PJ) produziert (Land Steiermark, 2020), d.h. nur für die gesamte Substitution des steirischen Verbrauchs an Diesel, Benzin etc. müsste theoretisch zumindest 6-mal mehr erneuerbarer Strom als aktuell produziert werden (2-3-fache Menge von 62 PJ). Das entspricht der zusätzlichen Installation von ca. 26 GW_p PV-Anlagen (ca. 366 km²) oder 4.108 Stk. Windrädern à 3,3 MW. Eine PtL-Produktionsmenge von 62 PJ würde außerdem eine geschätzte Elektrolyseleistung von ca. 5,2 GW (4.000 Volllaststunden/Jahr) benötigen. Der österreichische Zielwert für 2030 lt. aktuellem Stand der Wasserstoffstrategie liegt bei ca. 2 GW Elektrolyseleistung. Das Potential zur ausschließlichen Verwertung von Überschussstrom ohne Zwischenspeicherung wird als relativ gering eingeschätzt, da PtX-Anlagen zumindest 3.000-4.000 Volllaststunden pro Jahr für einen wirtschaftlichen Betrieb erreichen sollten. Berechnungen für den deutschen Strommarkt haben gezeigt, dass große Mengen tatsächlich technisch nutzbarer Überschüsse aus der erneuerbaren Erzeugung auch zukünftig als unwahrscheinlich eingeschätzt werden. Lokale und regionale Netzengpässe werden den Weitertransport des Überschusses zudem wahrscheinlich nicht ermöglichen. Der für Österreich für die Jahre 2030 und 2050 berechnete Stromüberschuss im Sommer bei Dekarbonisierung des Energiesystems ist nicht ausreichend, um die Stromfehlmengen in den Wintermonaten auszugleichen, weshalb zusätzliche Erzeugungskapazitäten installiert oder grünes Gas importiert werden müsste.

Zur Erfüllung einer PtL-dominierten Energiewende im Verkehr in der EU bis 2050 ohne Betrachtung der restlichen Sektoren, müssten zwischen 2.900-3.600 GW erneuerbare Stromkapazitäten (55 % Wind, 45 % PV) in der EU installiert sein. Das entspricht etwa 373.000-457.500 Stück on- und off-shore-Windrädern und zwischen 18.000-23.000 km² PV-Flächen. Aktuell liegen die installierten erneuerbaren Kapazitäten in der EU28 bei ca. 400 GW. In Österreich sind lt. BMK (2020) etwa 19,5 GW an Strom aus Wasserkraft, Wind und PV installiert.

Langfristig wird die großindustrielle PtX-Produktion eher an Standorten mit hohen Volllaststunden der erneuerbaren Stromerzeugung gesehen, z.B. außerhalb Europas in den sogenannten „Mena-Regionen“. Prinzipiell werden synthetische Kraftstoffe auf Basis erneuerbarer Energieträger einen wertvollen Beitrag zur Energiewende leisten. Vor dem Hintergrund der vielfältigen Aspekte der Thematik braucht es allerdings zukünftig einen politischen Konsens zu den priorisierten Anwendungen und zu Nachhaltigkeitsanforderungen dieser wertvollen Produkte, insbesondere dann, wenn größere Mengen aus dem Ausland importiert werden müssten.

10 LITERATURVERZEICHNIS

ADAC (2021): Benzinpreise im europäischen Ausland (Stand 19.03.2021), abgerufen am 23.03.2021 um 15:18 Uhr <https://www.adac.de/verkehr/tanken-kraftstoff-antrieb/ausland/spritpreise-ausland/>, Seitenbetreiber Allgemeiner Deutscher Automobil-Club e.V. (ADAC), München

Agora Verkehrswende und Agora Energiewende (2018): Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe: Schlussfolgerungen aus Sicht von Agora Verkehrswende und Agora Energiewende. In: Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Frontier Economics (2018): Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe, Berlin 2018, S. 12, S.20-22

Airliners (2021): Regierung beschließt zweiprozentige PTL-Quote für Kerosin ab 2030, abgerufen am 25.03.2021 um 07:23 Uhr <https://www.airliners.de/regierung-beschliesst-zweiprozentige-ptl-quote-kerosin-2030/59219>, Seitenbetreiber Neun Zeichen GmbH, Berlin

Albrecht, G., König, D., Baucks, N., Dietrich, U. (2017): A standardized methodology for the technoeconomic evaluation of alternative fuels - A case study, erschienen in Fuel (2017), Ausgabe 194, S.511-526

Amt der Steiermärkischen Landesregierung (2020): Energiebericht 2019, Zahlen, Daten und Fakten zu Energieaufbringung, -verwendung und Erneuerbaren in der Steiermark, Abteilung 15 – Energie, Wohnbau, Technik, Graz, April 2020

Arnold, K., Kobiela, G., Pastowski, A. (2018): Technologiebericht 4.3 Power-to-liquids/-chemicals. In: Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken, S. 2, S.45, S. 50-52

Ausfelder, F. & Wagemann, K. (2019): Power-to-Fuels: E-Fuels as an Important Option for a Climate-Friendly Mobility of the Future, erschienen in Chemie, Ingenieur, Technik, Ausgabe 92, 2020

Bartholomew, C. & Farrauto, R. (2006): Fundamentals of catalytic process

Bertau, M. (2018): Weltwirtschaft ohne fossile Rohstoffe: Illusion, Vision und Realität, Konferenzpräsentation, 7. SEC-Jahrestreffen Gesellschaft Deutscher Chemiker e.V., Weimar 2018

BMBF – Bundesministerium für Bildung und Forschung (o.J.): Synthetische Kraftstoffe, abgerufen am 09.02.2021 <https://www.bmbf.de/de/synthetische-kraftstoffe-5040.html>, Seitenbetreiber Bundesministerium für Bildung und Forschung, Berlin

BMK – Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (2020): Energie in Österreich – Zahlen, Daten, Fakten, Wien 2020, Energieflussbild & S.19-20

BMNT – Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus (2019): Integrierter nationaler Energie- und Klimaplan für Österreich, Periode 2021-2030, Wien, S. 65

BMU (2021): Schulze: Wir fördern Kraftstoffe, die das Klima schützen, ohne die Natur zu zerstören, abgerufen am 25.03.2021 um 07:24 Uhr <https://www.bmu.de/pressemitteilung/schulze-wir-foerdern-kraftstoffe-die-das-klima-schuetzen-ohne-die-natur-zu-zerstoeren/> Seitenbetreiber Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit, Berlin

Brinner, A., Schmidt, M., Schwarz, S., Wagener, L., Zuberbühler, U. (2018): Technologiebericht 4.1 Power-to-gas (Wasserstoff). In: Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken, S. 16

Dechema (2019): Optionen für ein nachhaltiges Energiesystem mit Power-to-x-Technologien, Nachhaltigkeitseffekte – Potentiale Entwicklungsmöglichkeiten, 2. Roadmap des Kopernikus-Projektes „Power-to-X“: Flexible Nutzung erneuerbarer Ressourcen (P2X), Frankfurt am Main, S. 4, S. 14-15, S.43-45, S. 73-75, S.143-145, S. 159-161, S.164

Dena (o.J.): Audi e-gas Projekt, abgerufen am 10.02.2021 <https://www.powertogas.info/projektkarte/audi-e-gas-projekt/>, Seitenbetreiberin Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin

De Klerk, A. (2011): Fischer-Tropsch Refining, Wiley-VCH-Verlag GmbH & Co. KgaA, Weinheim 2011

DGMK Deutsche Wissenschaftliche Gesellschaft für Erdöl, Erdgas und Kohle e.V. (o.J.): Einsatz alternativer Brennstoffe aus Synthese- und Hydrotreatment-Verfahren zur Hauswärmebereitstellung in bestehender Anlagentechnik, abgerufen am 24.02.2021 <https://dgmk.de/projekte/einsatz-alternativer-brennstoffe-aus-synthese-und-hydrotreatment-verfahren-zur-hauswaermebereitstellung-in-bestehender-anlagentechnik/>, Seitenbetreiberin DGMK Deutsche Wissenschaftliche Gesellschaft für Erdöl, Erdgas und Kohle e.V., Hamburg

Dittmeyer, R., Boeltken, T., Piermartini, P., Selinsek, M., Loewert, M., Dallmann, F., Kreuder, H., Cholewa, M., Wunsch, A., Belimov, M., Farsi, S., Pfeifer, P. (2017): Micro and micro membrane reactors for advanced applications in chemical energy conversion, erschienen in Current Opinion in Chemical Engineering, Volume 17, August 2017

ENTSO-E (2019): Statistical Factsheet 2018, Brüssel

Europäische Kommission (2020a): Green Deal: Kommission legt Strategien für das Energiesystem der Zukunft und sauberen Wasserstoff vor, abgerufen am 16.02.2021 https://ec.europa.eu/germany/news/20200708-wasserstoffstrategie_de, Seitenbetreiberin Europäische Kommission, Brüssel

Europäische Kommission (2020b): Bericht der Kommission an das Europäische Parlament und den Rat über die Fortschritte bei der Wettbewerbsfähigkeit sauberer Energie, Brüssel, Oktober 2020, S.27

Europäische Kommission (2020c): Fortschrittsbericht „Erneuerbare Energiequellen“, Brüssel 2020, S. 20

Fasihi, M., Bogdanov D. & Breyer, C. (2016): Techno-Economic Assessment of Power-to-Liquids (PtL) Fuels Production and Global Trading Based on Hybrid PV-Wind Power Plants, 10th International Renewable Energy Storage Conference, IRES 2016, 15-17 March 2016, Düsseldorf

Frontier Economics (2018): Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe. Studie im Auftrag von Agora Verkehrswende und Agora Energiewende. In: Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Frontier Economics (2018): Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe, Berlin 2018, S. 88-90, S.99

Gammel Engineering (o.J.): Heizwert – Brennwert, abgerufen am 09.02.2021 <https://www.gammel.de/de/lexikon/Heizwert---Brennwert/4838>, Seitenbetreiber Gammel Engineering GmbH, Abensberg

Hamelinck, C., Faaij, A., den Uil, H., Boerrigter, H. (2004): Production of FT Transportation Fuels from Biomass; Technical Options, Process Analysis and Optimisation and Development Potential, erschienen in Energy Volume 29, Issue 11, September 2004, S. 1743-1771

Hauch, A., Küngas, R., Blennow, P., Hansen, A.B., Mathiesen, B.V., Mogensen, M.B. (2020): Recent advances in solid oxide cell technology for electrolysis, erschienen in Science, Ausgabe 370, Oktober 2020

Heckmann, M., Friedl, G., Schwarz, M., Rossmann, P., Hartmann, H., Baumgartner, H., Lasselsberger, L., Themessl, A. (2010): Bestimmung von Jahresnutzungsgrad und Emissionsfaktoren von Biomasse-Kleinfeuerungen am Prüfstand, Projektendbericht, September 2010, S. 104-107

Hofbauer, H., Fürnsinn, S., Bauer, G., Heilig, C., Aichernig, C. (2009): Technische, ökonomische und ökologische Bewertung verschiedener Wege der energetischen und stofflichen Verwertung von Synthesegas aus Biomassevergasung, erschienen in nachhaltig wirtschaften konkret – Berichte aus der Energie- und Umweltforschung 43/2009, Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, Wien

Huneke, F., Perez Linkenheil, C. & Heidinger P. (2019): Österreichs Weg Richtung 100 % Erneuerbare. Eine Analyse von 2030 mit Ausblick 2050, Studie im Auftrag der Austrian Power Grid, Energy Brainpool, Berlin 2019

IEA – International Energy Agency (2018): World Energy Outlook 2018, November 2018, Paris

ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V. & JOANNEUM RESEARCH Forschungsgesellschaft mbH (2020a): Systemvergleich speicherbarer Energieträger aus erneuerbaren Energien, Abschlussbericht, Texte 68/2020, Herausgeber Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau 2020, S. 44-47

ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V. & JOANNEUM RESEARCH Forschungsgesellschaft mbH (2020b): Detailanalysen zum Systemvergleich speicherbarer Energieträger aus erneuerbaren Energien, Anhang zum Abschlussbericht, Texte 68/2020, Herausgeber Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau 2020, S.24-25, S. 28-29, S.31-33, S., 46-55, S. 113-115, S. 287

ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V., JOANNEUM RESEARCH Forschungsgesellschaft mbH (2020c): Excel-Dateien mit Berechnungsergebnissen „Klimabilanz“ als Anhang zum Abschlussbericht, Texte 68/2020, Herausgeber Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau 2020

IRENA & Methanol Institute (2021): Innovation Outlook: Renewable Methanol, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi 2021, S. 4-5

IWO (o.J.): Innovation flüssige Energie, abgerufen am 09.02.2021 <https://iwo-austria.at/innovation-fluessige-energie/>, Seitenbetreiber IWO-Österreich, Institut für Wärme und Oeltechnik, Wien

Jagnow, K., Wolff, D., Teuber, P. (2004): Effizienz von Wärmeerzeugern, erschienen in TGA Fachplaner Ausgabe 10-2004

Klell, M. & Cona, P. (2009): Wirkungsgrade und CO₂-Emissionen verschiedener Energieketten, HyCentA TU Graz, 2009

Köllner, C. (2020): Fragen und Antworten zu synthetischen Kraftstoffen, abgerufen am 09.02.2021 <https://www.springerprofessional.de/betriebsstoffe/verbrennungsmotor/fragen-und-antworten-zu-synthetischen-kraftstoffen/14982154>, Seitenbetreiber Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH

Küngas, R. (2020): List of operating and announced SOEC plants, 2015-2022, abgerufen am 09.02.2021 https://figshare.com/articles/dataset/SOEC_plants_2015-2022/12661994/1

Norsk e-fuel (2020): Supplying your renewable fuel, abgerufen am 13.04.2021 <https://www.norsk-e-fuel.com/en/>, Seitenbetreiber Norsk e-Fuel AS, Fornebu

NPM - Nationale Plattform Zukunft der Mobilität (2020): Werkstattbericht Alternative Kraftstoffe – Klimawirkungen und Wege zum Einsatz alternativer Kraftstoffe, Arbeitsgruppe 1, Herausgeber Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, Berlin 2020, S. 27

OIB – Österreichisches Institut für Bautechnik (2019): OIB Richtlinie 6 – Energieeinsparung und Wärmeschutz, April 2019

Öko-Institut e.V. (2019): Die Bedeutung strombasierter Stoffe für den Klimaschutz in Deutschland, Zusammenfassung und Einordnung des Wissensstands zur Herstellung und Nutzung strombasierter Energieträger und Grundstoffe, Bericht im Rahmen des geförderten Projektes „ENSURE – Neue EnergieNetzStruktURen für die Energiewende“ (Förderkennzeichen 03SFK1TO), Freiburg 2019, S. 18-20, S. 24-26, S. 45, S. 60, S.66-67

Prognos AG, Fraunhofer ISI, GWS & iinas (2020): Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050, Dokumentation von Referenzszenario und Szenario mit Klimaschutzprogramm 2030, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, 2020, S. 88, S.99

Prognos AG, Fraunhofer UMSICHT & DBFZ (2018): Endbericht - Status und Perspektiven flüssiger Energieträger in der Energiewende, Studie im Auftrag von Mineralölwirtschaftsverband e.V., Institut für Wärme und Oeltechnik e.V., MEW Mittelständische Energiewirtschaft Deutschland e.V., UNITI Bundesverband mittelständischer Mineralölunternehmen e. V., zweite Auflage, S. 42, S.86-91, S. 119-120

PtX-Allianz (2020): Vorschlag der PtX Allianz zur Ausgestaltung und Gewichtung der Kriterien für den Netzstrombezug von Elektrolyseuren zur Produktion erneuerbarer Kraftstoffe nach Art. 27 der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II), abgerufen am 18.02.2021 <https://www.ptx-allianz.de/vorschlag-der-ptx-allianz-zur-ausgestaltung-und-gewichtung-der-kriterien-fuer-den-strombezug-von-elektrolyseuren-zur-produktion-erneuerbarer-kraftstoffe-nach-art-27-der-erneuerbare-energien-richtlini/> Seitenbetreiberin PtX-Allianz, Berlin

RED II (2018): Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, konsolidierte Fassung, Artikel 25

Schmidt, P. (2020): Power-To-Liquid Technologies, Beitrag beim Webinar „Power-to-Liquids“ am 2. Juli 2020

Schönberger, C (2010): Fischer-Tropsch und Fluid Catalytic Cracking: Zwei alternative Technologien zur Herstellung von flüssigen Treibstoffen aus Biomasse, Dissertation, Institut für Verfahrenstechnik, Umwelttechnik und Technische Biowissenschaften an der Technischen Universität Wien, Wien 2010, S. 10

Shell (o.J.): SHELL GTL FUEL GESCHICHTE UND HERSTELLUNG, abgerufen am 18.02.2021 <https://www.shell.de/geschaefts-und-privatkunden/shell-kraftstoffe-fuer-geschaeftskunden/shell-gas-to-liquids-fuel/shell-gtl-fuel-history-and-process.html>, Seitenbetreiber Shell Deutschland Oil GmbH, Hamburg

Siegemund, S., Trommler, M., Kolb, O., Zinnecker, V. (2017): "E-FUELS" Study. The potential of electricity-based fuels for low-emission transport in the EU. An expertise by LBST and dena. (Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH und Deutsche Energie-Agentur GmbH), Berlin 2017, S.9-10, S. 77, S. 86-88, S. 97-98, S. 105

Smolinka, T., Günther, M., & Garcke, J. (2011): NOW-Studie „Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien“, Abschlussbericht

SoG – State of Green (2020): Large-scale Power-to-X project in Copenhagen ready for the first phase with an expanded circle of partners, abgerufen am 13.04.2021 <https://stateofgreen.com/en/partners/state-of-green/news/large-scale-power-to-x-project-in-copenhagen-ready-for-the-first-phase-with-an-expanded-circle-of-partners/>, Seitenbetreiber State of Green, Kopenhagen

Sterner, M., Bauer, F., Crotogno, F., Eckert, F., von Olshausen, C., Teichmann, D. und Thema, M. (2017a): Chemische Energiespeicher, in: Sterner, M. und Stadler, I. (Hg.): Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration, 2. Aufl., Berlin: Springer Vieweg, S. 371-470

Sterner, M., Stadler, I., Eckert, F., Gerhardt, N., von Olshausen, C., Thema, M., Trost, T. (2017b): Speicherintegration zur Kopplung unterschiedlicher Sektoren, in: Sterner, M. und Stadler, I. (Hg.): Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration, 2. Aufl., Berlin: Springer Vieweg, S. 814-816

Streitner, J. (2020): Wasserstoffstrategie für Österreich, Präsentation bei Green Tech Cluster Styria, 26. November 2020

Swanson, R., Platon, A., Satrio, J., Brown, R. (2010): Techno-economic analysis of biomass-to-liquids production based on gasification, erschienen in Fuel Volume 89, Supplement 1, November 2010, S. 11-19

Tijmensen, M., Faaij, A., Hamelinck, C., van Hardeveld, M. (2002): Exploration of the Possibilities for Production of Fischer Tropsch Liquids and Power via Biomass Gasification, erschienen in Biomass Bioenergy Volume 23, Issue 2, August 2002, S. 129-152

UMSICHT – Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik (2020): Kraftstoffe der Zukunft- Das Fraunhofer UMSICHT nimmt Stellung, UMSICHT Positionspapier, Oberhausen, Mai 2020

Viebahn, P., Horst, J., Scholz, A., Zelt, O. (2018): Technologiebericht 4.4 Verfahren der CO₂-Abtrennung aus Faulgasen und Umgebungsluft, In: Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken, S. 8-9

Weltenergieerat (2018): International Aspects of a Power to X Roadmap, S.6, S.31-32

Weber, T. (2015): Latest developments of biogas upgrading to biomethane, Präsentation beim EBA Workshop, September 2015, Brüssel.

Ziegler, M. (2020): "Wir sind über den Punkt der Wirkungsgraddiskussion hinaus", abgerufen am 10.02.2021 <https://www.springerprofessional.de/betriebsstoffe/verbrennungsmotor/-wir-sind-ueber-den-punkt-der-wirkungsgraddiskussion-hinaus-/18105710>, Seitenbetreiber Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH

Zuberbühler, U., Jentsch, M., & Rieke, S. (2011): Errichtung und Betrieb einer Forschungsanlage zur Speicherung von erneuerbarem Strom als erneuerbares Methan im 250 kWel-Maßstab, ZSW. Fraunhofer IWES, Solar-Fuel

11 ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: stark vereinfachter Überblick der Erzeugungspfade von flüssigen, synthetischen Kraftstoffen (eigene Darstellung) auf Basis der in Kapitel 2 und 3 genannten Literatur	4
Abbildung 2: Überblick Verfahren zur CO ₂ -Abscheidung, basierend auf (ifeu et al., 2020b, S. 109).....	7
Abbildung 3: Schema Fischer-Tropsch-Synthese auf Basis von Strom und CO ₂ , auf Basis von (ifeu et al., 2020b, S. 39).....	8
Abbildung 4: Schema Fischer-Tropsch-Synthese auf Basis von Biomasse auf Basis von (ifeu et al., 2020b, S.36).....	10
Abbildung 5: Schema Fischer-Tropsch-Synthese auf Basis von Biomasse und Strom, auf Basis von (ifeu et al., 2020b, S.42)	10
Abbildung 6: Überblick über die Umwandlungswirkungsgrade (eingesetzter Strom zu Heizwert des Endprodukts) unterschiedlicher e-fuels sowie deren Effizienzsteigerungspotential, angelehnt an (Öko-Institut, 2019).....	13
Abbildung 8: grafischer Überblick zu den Wirkungsgraden (Annahme 100 % erneuerbar bei strombasierten Pfaden) basierend auf Tabelle 2, eigene Darstellung	15
Abbildung 9: grafischer Überblick zu den Wirkungsgraden, basierend auf Tabelle 2, eigene Darstellung	15
Abbildung 10: berechnetes Treibhauspotential in g CO ₂ eq je kWh Produkt (unterer Heizwert) über ausgewählte Bereitstellungspfade (Betriebsmodus „Volllaststunden Syntheseanlage“ = durchgehender Betrieb, ca. 8.000 Betriebsstunden pro Jahr), eigene Darstellung basierend auf Daten von ifeu et al. (2020c).....	18
Abbildung 11: Überblick erwartete PtL-Herstellkosten und PtL-EndverbraucherInnenpreise 2030 und 2050, *internationale Herstellkosten ohne Transport nach Europa; EndverbraucherInnenpreise bezogen auf den deutschen Markt, teilweise mit Steuern und Abgaben; aktuelle Preise für Superbenzin in Österreich und Deutschland lt. ADAC (2021); Angaben zu Einheiten in der Literatur unterschiedlich (€/l oder €/kWh); Umrechnung auf Liter mit 11,9 kWh/kg und 0,8 kg/l.....	22

12 TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Überblick ausgewählte e-fuels (ifeu et al., 2020a; ifeu et al., 2020b; Öko-Institut, 2019; NPM, 2020; Gammel, o.J.; Bertau,2018; IRENA & Methanol Institute, 2021; Dechema, 2019; Hofbauer et al., 2009)	2
Tabelle 2: Überblick Umwandlungswirkungsgrade, basierend auf (Ausfelder & Wagemann, 2019; Prognos et al.,2018; BMK, 2020; Klell & Cona, 2009; Agora, 2018; Jagnow et al., 2004; Heckmann et al., 2010)	14
Tabelle 3: Überblick ausgewählte Bereitstellungspfade (Betriebsmodus „Volllaststunden Stromerzeugung“ = Betrieb nur bei Stromproduktion durch Erneuerbare) (ifeu et al., 2020c).....	40
Tabelle 4: Überblick ausgewählte Bereitstellungspfade (Betriebsmodus „Volllaststunden Syntheseanlage“ = durchgehender Betrieb, ca. 8.000 Betriebsstunden pro Jahr) (ifeu et al., 2020c).....	41

13 ANHANG

13.1 DETAILS ÖKOBILANZ

Es ist erkennbar, dass in beiden Tabellen unter den ausgewählten Pfaden der Pfad Nr. 3 (PtL-FT) das geringste GWP in den Jahren 2015 und 2050 aufweist, gefolgt von Pfad Nr. 25 (PtL-MT). Dies ist vor allem dem Strom aus Windkraft (vergleichsweise hohe Volllaststunden, geringes GWP-Potential in den Vorketten) und der weniger energieaufwendigen CO₂-Abscheidung aus Biogasanlagen geschuldet. Pfade mit Strom aus Freiflächen-PV (Standort Deutschland) besitzen im Vergleich zu den Pfaden 12 und 34 (konzentrierendes Solarkraftwerk in Marokko) laut diesen Berechnungen ein höheres GWP. Dies ist vor allem auf die geringeren jährlichen Volllaststunden in Deutschland im Vergleich zu sonnenreichen Standorten im Süden zurückzuführen. Zudem ist die Abscheidung von CO₂ aus der Luft vergleichsweise energieintensiv. Der Transport der flüssigen Energieträger (selbst aus Marokko nach Europa) spielt laut diesem Ergebnis nur eine untergeordnete Rolle (Annahme Nutzung alternativer Kraftstoffe bei Schiff und LKW im Jahr 2050).

Weitere GWP-Verbesserungen sowie geringere Energieaufwände werden erzielt, wenn die Syntheseanlage durchgehend betrieben wird (Tabelle 4). Hierbei wird angemerkt, dass in der Studie keine Zwischenspeicher für CO₂, Wasserstoff oder erneuerbaren Strom miteinbezogen wurden, was die Ergebnisse wahrscheinlich verschlechtern würde. Beim Vergleich der Ergebnisse zeigt sich auch, dass im Hinblick auf den Heizwert die Erzeugung von H₂ mit den geringsten Umweltwirkungen verbunden ist, gefolgt von SNG, Fischer-Tropsch-Kraftstoffen und Methanol. Dies ist durch die steigende Anzahl der Verarbeitungsschritte bzw. den höheren Komplexitätsgrad der Syntheseanlagen bedingt. (ifeu et al., 2020b)

Tabelle 3: Überblick ausgewählte Bereitstellungspfade (Betriebsmodus „Volllaststunden Stromerzeugung“ = Betrieb nur bei Stromproduktion durch Erneuerbare) (ifeu et al., 2020c)

Pfadbezeichnung	Treibhauspotenzial (GWP) in g CO ₂ eq / kWh Produkt (unterer Heizwert)		Kumulierter Energieaufwand (fossil + regenerativ) in kWh / kWh Produkt (unterer Heizwert)	
	2015	2050	2015	2050
Jahr				
12_FT-Kraftstoff/PtL/CSP/--/AEL/DAC/Tanker+LKW_Marokko	7,38	4,82	2,58	2,02
34_Methanol/PtL/CSP//AEL/DAC/Tanker+LKW_Marokko	9,45	5,62	2,89	2,28
51_SNG/PtG/CSP//AEL/DAC/Pipeline_Marokko	4,76	3,68	1,99	1,59
4_FT-Kraftstoff/PtL/PVfrei/--/AEL/Zement/LKW_D	20,96	5,97	2,99	2,18
3_FT-Kraftstoff/PtL/WindON/--/AEL/Biogas/LKW_D	5,15	2,60	2,35	1,98
32_Methanol/PtL/PVfrei//AEL/DAC/LKW_D	41,00	15,10	4,44	2,96
25_Methanol/PtL/WindON//AEL/Biogas/LKW_D	6,95	2,79	2,28	1,89
48_SNG/PtG/PVfrei//AEL/DAC/Gasnetz (D)_D	21,32	8,96	2,85	2,03
43_SNG/PtG/WindON//AEL/Biogas/Gasnetz (D)_D	2,64	1,84	0,54	1,54
Diesel	25,00		1,3	
Benzin	24,17		1,2	
Methanol aus Erdgas	26,39		1,6	
Erdgas	17,50		1,0	
Wasserstoff aus Erdgas	24,45		1,4	

Tabelle 4: Überblick ausgewählte Bereitstellungspfade (Betriebsmodus „Volllaststunden Syntheseanlage“ = durchgehender Betrieb, ca. 8.000 Betriebsstunden pro Jahr) (ifeu et al., 2020c)

Pfadbezeichnung	Treibhauspotenzial (GWP) in g CO ₂ eq / kWh Produkt (unterer Heizwert)		Kumulierter Energieaufwand (fossil + regenerativ) in kWh / kWh Produkt ((unterer Heizwert)	
	2015	2050	2015	2050
Jahr	2015	2050	2015	2050
12_FT-Kraftstoff/PtL/CSP/--- /AEL/DAC/Tanker+LKW_Marokko	6,87	4,56	2,56	2,01
34_Methanol/PtL/CSP//AEL/DAC/Tanker+LKW_Marokko	8,78	5,30	2,86	2,27
51_SNG/PtG/CSP//AEL/DAC/Pipeline_Marokko	4,51	3,52	1,98	1,58
4_FT-Kraftstoff/PtL/PVfrei/---/AEL/Zement/LKW_D	16,31	5,04	2,80	2,14
3_FT-Kraftstoff/PtL/WindON/---/AEL/Biogas/LKW_D	4,08	2,38	2,30	1,97
32_Methanol/PtL/PVfrei//AEL/DAC/LKW_D	22,48	6,38	3,63	2,58
25_Methanol/PtL/WindON//AEL/Biogas/LKW_D	4,97	2,48	2,20	1,88
48_SNG/PtG/PVfrei//AEL/DAC/Gasnetz (D)_D	14,65	4,59	2,54	1,83
43_SNG/PtG/WindON//AEL/Biogas/Gasnetz (D)_D	2,46	1,74	1,80	1,54
55b_d_H2/H2/Pvfrei//AEL//Gasnetz (D)_D	10,42	3,19	1,91	1,46
Diesel		25,00		1,3
Benzin		24,17		1,2
Methanol aus Erdgas		26,39		1,6
Erdgas		17,50		1,0
Wasserstoff aus Erdgas		24,45		1,4

13.2 KURZBESCHREIBUNG DER VERWENDETEN HAUPTLITERATUR

Studie von Öko-Institut (2019):

Dieser Bericht wurde im Rahmen des vom Bundesministerium für Bildung und Forschung im Rahmen der Initiative „Kopernikus-Projekte für die Energiewende“ geförderten Vorhabens „ENSURE – Neue EnergieNetzStrukturEN für die Energiewende“ erstellt (Förderkennzeichen 03SFK1TO). Zitat der Homepage des [Öko-Instituts](#): „Das Öko-Institut ist eine der europaweit führenden, unabhängigen Forschungs- und Beratungseinrichtungen für eine nachhaltige Zukunft. Seit der Gründung im Jahr 1977 erarbeitet das Institut Grundlagen und Strategien, wie die Vision einer nachhaltigen Entwicklung global, national und lokal umgesetzt werden kann.“

Studie von Dechema (2019):

Der Bericht wurde im Rahmen der Roadmapping-Aktivitäten im Kopernikus-Projekt „Power-to-X“: Flexible Nutzung erneuerbarer Ressourcen (P2X), gefördert durch das Bundesministerium für Bildung und Forschung erstellt. Herausgeberin der rund 204 Seiten starken Studie ist die DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V.. Die Studie wurde unter Mithilfe von mehr 20 WissenschaftlerInnen von über 18 renommierten Institutionen aus Deutschland verfasst.

Studie von Agora (2018):

Die Studie wurde im Auftrag von Agora Verkehrswende und Agora Energiewende durch die Frontier Economics Ltd durchgeführt. [Agora Verkehrswende](#) und [Agora Energiewende](#) sind gemeinsame Initiativen der Stiftung Mercator und der European Climate Foundation. Beide Think Tanks haben die Zielsetzung, die Energiewende voranzutreiben und mit evidenzbasierten und politisch belastbaren Strategien zu unterstützen.

Studie von Siegemund et al. (2017):

Die Studie wurde gemeinsam von der Deutschen Energie-Agentur dena und der Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, gefördert durch den Verband der Automobilindustrie VDA, durchgeführt.

Studien von ifeu et al. (2020):

Das Umweltbundesamt der Bundesrepublik Deutschland hat im Mai 2020 eine Studie zur Ökobilanz von alternativen Brenn- und Kraftstoffen veröffentlicht. Der „Systemvergleich speicherbarer Energieträger aus erneuerbaren Energien“ wurde vom ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg, dem Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt Stuttgart und der JOANNEUM RESEARCH Forschungsgesellschaft aus Graz bearbeitet.

Studie von Prognos et al. (2018):

Der Endbericht „Status und Perspektiven flüssiger Energieträger in der Energiewende“ wurde im Auftrag von Mineralölwirtschaftsverband e.V., Institut für Wärme und Oeltechnik e.V., MEW Mittelständische Energiewirtschaft Deutschland e.V. und UNITI Bundesverband mittelständischer Mineralölunternehmen e. V. von der Prognos AG, dem Fraunhofer-Instituts für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT und des Deutschen Biomasseforschungszentrums DBFZ bearbeitet.

Studie von NPM (2020):

Der Werkstattbericht „Alternative Kraftstoffe“ wurde von der Nationalen Plattform „Zukunft der Mobilität“ Die Nationale Plattform Zukunft der Mobilität (NPM) ist per Kabinettsbeschluss von der Deutschen Bundesregierung eingesetzt und wird vom Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur federführend koordiniert. Sie arbeitet unabhängig, überparteilich und neutral. Alle Berichte spiegeln ausschließlich die Meinungen der in der NPM beteiligten Expertinnen und Experten wider. Die beteiligten ExpertInnen sind im Anhang der Studie gelistet (z.B. ADAC, VDA, Mineralölwirtschaftsverband, Technische Universitäten etc.)