



Betrachtung und Ausblick der Technologien zur Herstellung von „Power to Liquid“ (PtL)

Studie



Impressum

Betrachtung und Ausblick der Technologien zur Herstellung von „Power to Liquid“ (PtL)

Erstellt im Auftrag von

Kompetenzzentrum Klima- und Lärmschutz im Luftverkehr

E-Mail: info@cena-hessen.de

Web: <https://www.cena-hessen.de>

Hessen Trade & Invest GmbH
Bessie-Coleman-Straße 7
60549 Frankfurt

Projektleitung:

Bernhard Dietrich

E-Mail: Bernhard.Dietrich@cena-hessen.de

Phone: +49 69 8700433-67

Durchführung der Studie

Dr. Alexander Zschocke

E-Mail: Alexander.Zschocke@cena-hessen.de

Titelbild: iStock

Bitte zitieren als:

CENA Hessen, Kompetenzzentrum Klima- und Lärmschutz im Luftverkehr (2020) Betrachtung und Ausblick der Technologien zur Herstellung von „Power to Liquid“ (PtL).

Fassung vom 30.03.2020

Inhalt

Zusammenfassung	2
1. Inhalt und Aufbau des Papiers	3
2. Strombereitstellung	4
3. Elektrolyse	6
4. Wasserstoffspeicherung	9
5. CO ₂ -Bereitstellung	11
5.1 CO ₂ von stationären Emittlern	11
5.2 Gewinnung von CO ₂ aus der Atmosphäre	13
6. Synthesegasherstellung	14
7. Synthese und Aufarbeitung zu Kerosin	14
7.1 Fischer-Tropsch-Synthese	14
7.2 Methanolsynthese	16
7.3 Alkoholsynthese	17
8. Der Solar to Liquid-Ansatz	17
9. Der Capphenia-Prozess	18
Anhang 1: Strombedarf und erforderliche Kapazität zur Deckung des deutschen Kerosinbedarfs durch PtL	20
Anhang 2: Umrechnungsfaktoren und Definitionen	21
Anhang 3: Technical Readiness Level der einzelnen Prozessschritte	22
Bibliographie	24

Zusammenfassung

Der Prozess der Herstellung von PtL-Kraftstoff für Luftfahrtzwecke umfasst eine Reihe von Teilprozessen, deren technischer Stand der vorliegenden Studie dargestellt. Am Anfang des Prozesses steht die Bereitstellung von regenerativ erzeugtem elektrischem Strom, der im nächsten Schritt verwendet wird, um Wasser elektrolytisch in Wasserstoff und Sauerstoff aufzuspalten. Da Wind- und Solarstrom nicht kontinuierlich anfallen, muss ein Teil des erzeugten Wasserstoffes gelagert werden, um diejenigen Zeiten abzudecken, in denen keine Wind- oder Solarenergie zur Verfügung steht. Ein weiterer Teilprozess ist die Bereitstellung von CO₂, das entweder von stationären Emittenten als Punktquelle stammen oder direkt aus der Atmosphäre gewonnen werden kann. Wasserstoff und CO₂ werden danach zu einem Synthesegas zusammengeführt. Aus diesem Synthesegas wird anschließend Flüssigkraftstoff gewonnen, wobei mehrere alternative Prozesse in Frage kommen.

Im Anschluss an die Darstellung dieser Teilprozesse werden zwei alternative Ansätze dargestellt, die den PtL-Prozess ähneln, aber nicht hauptsächlich auf elektrischen Strom als Energiequelle zurückgreifen. Abgerundet wird die Studie durch Berechnungen des Strombedarfs und der erforderlichen Kapazität zur Deckung des deutschen Kerosinbedarfs durch PtL, eine Übersicht über wichtige Umrechnungsfaktoren und Definitionen sowie eine Einschätzung des Technical Readiness Levels der einzelnen Prozessschritte im Anhang.

1. Inhalt und Aufbau des Papiers

Das in Präsentationen zu PtL normalerweise dargestellte Konzept besteht in der folgenden Produktionskette:

1. Erzeugung von Strom aus regenerativen Quellen,
2. Einsatz des Stroms zur elektrolytischen Aufspaltung von Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff,
3. Einsatz des Wasserstoffes zur Re-Energisierung von CO₂ und Erzeugung eines Synthesegases,
4. Umwandlung des Synthesegases zu Kohlenwasserstoffverbindungen,
5. Aufarbeitung der Kohlenwasserstoffe zu spezifikationskonformen Flüssigkraftstoffen.

Abbildung 1 zeigt eine typische derartige Darstellung. Diese Produktionskette wird im Folgenden als Grundmuster bezeichnet.

Bei jedem dieser Schritte existieren verschiedene technische Alternativen, die im Folgenden in den Kapiteln 2 bis 7 dargestellt werden. Darüber hinaus existieren aber verschiedene technische Ansätze, die von dem

in Abbildung 1 dargestellten Grundmuster in wesentlichen Punkten abweichen.

Allen diesen abweichenden Ansätzen gemeinsam ist, dass wie beim Grundmuster als Einsatzfaktoren Energie, Wasser und CO₂ verwendet werden und dass am Schluss ein Raffinationsschritt steht, durch den spezifikationskonforme Flüssigkraftstoffe erzeugt werden. Ansonsten aber sind die Abweichungen vom Grundmuster teilweise massiv.

Am stärksten von dem Grundmuster weicht der StL-Ansatz (Solar to Liquid) ab. In diesem Falle erfolgt die Energiebereitstellung nicht über elektrischen Strom, sondern direkt solarthermisch. Damit entfällt auch der Elektrolyseschritt; Wasser und CO₂ werden direkt in einem Reaktionsbehälter durch Einsatz von Sonnenenergie unter hohen Temperaturen in ein Synthesegas umgewandelt. Die Schritte 4 und 5 entsprechen dann dem Grundmuster. Dem Wortsinne nach handelt es sich hierbei nicht um ein echtes PtL-Verfahren, da bei diesem Verfahren elektrischer Strom keine Rolle spielt. Dennoch wird dieser Ansatz normalerweise gemeinsam mit den PtL-Verfahren behandelt. Dieser Ansatz wird in Kapitel 8 näher behandelt.

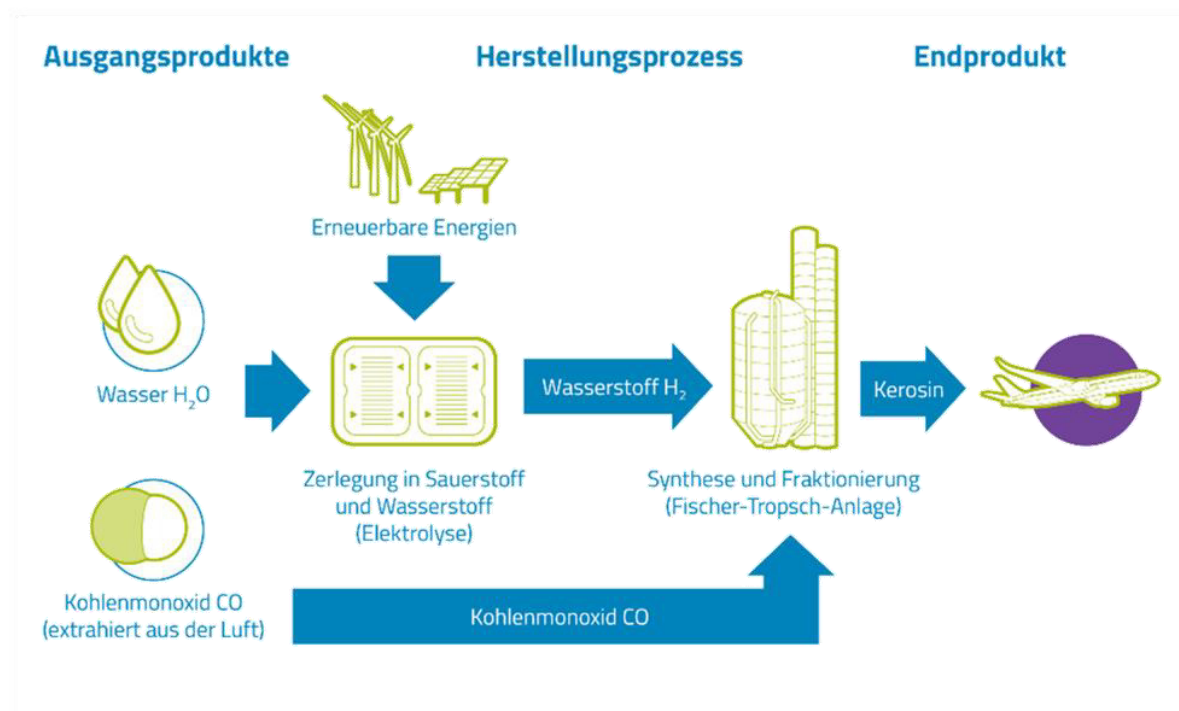


Abbildung 1: Grundmuster des PtL-Prozesses. Quelle: BDL

Ebenfalls relativ weit von dem Grundmuster abweichend ist der von der Firma Capphenia entwickelte Ansatz einer Kombination von PtL und GtL (Gas to Liquid). Bei diesem Ansatz wird die Energie des Synthesegases zum größeren Teil aus Methan gewonnen, das technisch gesehen entweder aus fossilem Erdgas oder aus Biogas stammen kann, wobei natürlich nur auf der Basis von Biogas ein regenerativ erzeugter Kraftstoff hergestellt werden kann. Zusätzlich werden für diesen Prozess Wasser, CO₂ und elektrischer Strom hinzugefügt, was die PtL-Komponente des Prozesses darstellt. Anders als im Grundmuster findet hier keine Elektrolyse statt; Wasser und CO₂ werden gemeinsam unter hohen Temperaturen und in Verbindung mit der GtL-Komponente in ein Synthesegas umgewandelt. Die Schritte 4 und 5 entsprechen auch hier dem Grundmuster. Dieser Ansatz wird in Kapitel 9 näher behandelt.

Näher am Grundmuster ist die Hochtemperatur-Elektrolyse. Die Abweichung vom Grundmuster besteht hierbei nur darin, dass die Schritte 2 und 3 nicht aufeinanderfolgen, sondern als ein einziger Schritt erfolgen, in dem Wasser und CO₂ gemeinsam unter hohen Temperaturen in ein Synthesegas umgewandelt werden. Ansonsten entsprechen die Abläufe dem Grundmuster. Dieser Ansatz wird daher in Kapitel 3 gemeinsam mit den anderen Elektrolyseverfahren behandelt.

Eine überschlägige Berechnung des Strombedarf und der erforderlichen Erzeugungskapazität zur Deckung des deutschen Kerosinbedarfs durch PtL findet sich in Anhang 1. Da im Zusammenhang mit PtL die Verwendung sehr unterschiedlicher Größen erforderlich ist (Tonnen, Kubikmeter, Wattstunden, Joule) wird im Anhang 2 ein Überblick über wichtige Definitionen und Umrechnungsfaktoren gegeben. Anhang 3 gibt eine Einschätzung des Technical Readiness Level (TRL) für die in diesem Papier diskutierten technischen Ansätze.

2. Strombereitstellung

Die Bereitstellung des elektrischen Stroms ist der Ausgangspunkt für den PtL-Prozess. Grundsätzlich ist Strom homogen, so dass es unter dem technischen Aspekt für die anschließenden Prozessschritte egal ist, wie der Strom erzeugt wird. Die Stromerzeugung selber ist daher auch kein eigener Forschungsgegenstand für den PtL-Prozess. Dennoch ist die Strombereitstellung ein kritischer Faktor.

Eine in der Literatur unumstrittene Aussage ist, dass mit dem PtL-Prozess gewonnene Flüssigkraftstoffe nur dann zu einer Verbesserung der Nachhaltigkeit führen können, wenn der eingesetzte Strom ausschließlich oder ganz dominant aus regenerativen Quellen gewonnen wird.¹ Bei Verwendung des aktuellen Strommixes der Bundesrepublik Deutschland ist ein PtL-Prozess, aufgrund der hohen Konversionsverluste erst bei der Umwandlung von fossilem Kraftstoff in Strom und dann wieder von Strom zu PtL, mit deutlich höheren CO₂-Emissionen verbunden als die Gewinnung der gleichen Flüssigkraftstoffe direkt aus fossilem Rohöl.² Unter Nachhaltigkeitsaspekten muss daher beim PtL-Prozess vom Einsatz regenerativer Elektrizität ausgegangen werden.

Hauptproblem bei der Versorgung mit regenerativem Strom ist, dass die bedeutendsten hierfür geeigneten Energiequellen in der Photovoltaik und der Windenergie bestehen, die nicht kontinuierlich anfallen. Im Gegensatz dazu sind die am Ende des PtL-Prozesses stehenden Syntheseverfahren auf eine kontinuierliche, 24/365 Produktion ausgelegt. Hieraus ergibt sich die Notwendigkeit, innerhalb der Prozesskette den Gegensatz zwischen diskontinuierlichem Anfall des Stroms und kontinuierlicher Versorgung mit Synthesegas zu überbrücken. Die Alternative besteht in der Versorgung mit

¹ So z.B. Patrick Schmidt / Valentin Batteiger / Arne Roth / Werner Weindorf / Tetyana Raksha: Power-to-Liquids as Renewable Fuel Option for Aviation: A Review, in: Chemie Ingenieur Technik 2018, 90 (1-2), 127-140, 0.1002/cite.201700129, hier: S. 136

² Ebenda

kontinuierlich anfallendem regenerativem Strom z.B. aus Wasserkraft, was aber nur an bestimmten Standorten möglich und auch dort nur in sehr begrenztem Maße ausbaufähig ist.

Es ist hierbei wichtig, sich die für die Umstellung der Versorgung des Luftverkehrs auf PtL erforderlichen Strommengen vor Augen zu halten. Der deutsche Inlandsabsatz an Kerosin für Luftfahrtzwecke betrug im Jahre 2018 10,2 Millionen Tonnen.³ Dies entspricht einem Energiegehalt von rund 125 TWh (Einzelheiten der Berechnung siehe Anhang 1). Bei völlig verlustfreier Umwandlung von Strom in Kerosin wären demzufolge 125 TWh regenerativer Strom erforderlich, um den Bedarf der Luftfahrt zu decken. Tatsächlich aber ist bei der Umwandlung von Strom in Kerosin mit einem Konversionsverlust von rund 50% zu rechnen, so dass de facto 250 TWh regenerativer Strom bereitzustellen wären. Im Vergleich dazu betrug die gesamte Stromerzeugung der Bundesrepublik Deutschland aus regenerativen Quellen im Jahre 2018 225,7 TWh.⁴ Selbst eine Nutzung der gesamten aktuellen regenerativen Stromerzeugung der Bundesrepublik Deutschland ausschließlich für die Herstellung von PtL-Kerosin würde mithin nicht ausreichen, die Luftfahrt mit Treibstoff zu versorgen. Dies zeigt zum einen die Unmöglichkeit, das benötigte PtL vollständig oder auch nur überwiegend in der Bundesrepublik Deutschland zu produzieren, aber zum anderen auch die Bedeutung, die die Strombereitstellung für den PtL-Prozess hat.

Erfolgt die Stromerzeugung aus ständig verfügbaren Quellen (z.B. Wasserkraftwerke, Geothermie), und erfolgt kontinuierlich das Jahr über (8.760 Stunden im Jahr), so wird für die Bereitstellung von 250 TWh eine Erzeugungskapazität von 28,5 GW benötigt. Steht die erforderliche Energie nicht kontinuierlich zur Verfügung, so muss die Stromerzeugungskapazität überdimensioniert werden. Bei Bereitstellung aus einer durchschnittlich 12 Stunden am Tag

verfügbaren Quelle (4.380 Stunden im Jahr, z.B. theoretisches Maximum bei Solarenergie in einer Wüstengegend⁵) beträgt die erforderliche Kapazität 57 GW; bei Zugrundelegung der durchschnittlichen Verfügbarkeit von Solar- und Windenergie in der Bundesrepublik Deutschland (1.510 Leistungsstunden) wird eine Kapazität von 165 GW benötigt (Berechnungen in Anhang 1). Zum Vergleich: Die Ende 2018 installierte Kapazität in der Bundesrepublik Deutschland zur Erzeugung von Solar- und Windstrom betrug 104,3 GW.⁶

Die Investitionskosten für ein KW Stromerzeugungskapazität wurden in der Agora-Studie auf rund 900 Euro für Photovoltaik, 1.500 Euro für landbasierte Windkraftanlagen und 2.800 Euro für Offshore-Windkraftanlagen geschätzt.⁷ Für eine Kapazität von 165 GW wären auf Basis des aktuellen Strommixes in der Bundesrepublik Deutschland (29,3%/ 58,47%/12,24%)⁸ somit Investitionen in Höhe von 245 Milliarden Euro erforderlich. Unterstellt man eine kontinuierliche Versorgung das gesamte Jahr über, z.B. durch eine Geothermieanlage (Investitionskosten pro KW Stromerzeugungskapazität 2.500 Euro⁹), und damit eine erforderliche Erzeugungskapazität von 28,5 GW, so ergeben sich Kosten in Höhe von 71,25 Milliarden Euro.

Ein in der politischen Diskussion gerne genanntes Konzept ist die Nutzung von photovoltaisch oder aus Windkraft gewonnenem Überschussstrom, der in den

⁵ Der tatsächliche Wert dürfte weit niedriger liegen. Die Agora-Studie kommt für Nordafrika für eine reine Solaranlage auf zwischen 2.100 und 1.500 und für den Nahen Osten auf zwischen 2.200 und 2.600 Vollaststunden. Frontier economics: The future cost of electricity-based synthetic fuels, April 2018, S. 57

⁶ Umwelt-Bundesamt: Erneuerbare Energien ..., S.8/9

⁷ Frontier economics: The future cost of electricity-based synthetic fuels, April 2018, S. 56. Verwendet wurde jeweils der Referenzwert für 2020, gerundet auf volle 100 Euro.

⁸ Berechnet aus Umwelt-Bundesamt: Erneuerbare Energien ..., S.8/9. Ins Verhältnis gesetzt wurde die Stromerzeugung aus Solarkraftwerken, Onshoreanlagen und Offshoreanlagen)

⁹ Frontier economics, a.a.O.

³ Auskunft des Umwelt-Bundesamtes

⁴ Umwelt-Bundesamt: Erneuerbare Energien in Deutschland - Daten zur Entwicklung im Jahr 2018; Dessau-Roßlau März 2019, S.7

Zeiten anfällt, in denen besonders günstige Sonneneinstrahlung und/oder Windverhältnisse eine regenerative Energie-erzeugung ermöglichen, die größer ist als die insgesamt bestehende Nachfrage nach Strom.¹⁰ Vorteil ist, dass in diesem Falle für die Produktion von PtL keine zusätzliche Stromerzeugungskapazität erforderlich wäre, und daher auch keine entsprechenden Kosten anfielen. Die Verfügbarkeit derartigen Überschussstromes wäre aber noch um etliches diskontinuierlicher als der Versorgung mit regenerativ erzeugtem Strom ohnehin zu eigen ist. Darüber hinaus ist der einsetzbare Überschussstrom in der Praxis ziemlich begrenzt: Die im Jahre 2018 abgeregelte Strommenge betrug 5.403 Gigawattstunden¹¹. Selbst wenn diese Menge vollständig und verlustfrei in flüssige Kraftstoffe umgewandelt würde, ergäben sich nur etwa 430.000 Tonnen Flüssigkraftstoffe; bei einer realistischen Konversionseffizienz von 50% beträgt der Wert 215.000 Tonnen Flüssigkraftstoffe. Dies sind nur etwa 2% des deutschen Kerosinbedarfs von 10,2 Millionen Tonnen im Jahre 2018.

3. Elektrolyse

Grundsätzlich ist zwischen drei Arten von Elektrolyse zu unterscheiden:

- Alkalische Elektrolyse
- PEM Elektrolyse
- Hochtemperaturelektrolyse

Die **alkalische Elektrolyse** ist die älteste Form der Elektrolyse. Sie wird bereits seit einem Jahrhundert in industriellem Umfang eingesetzt, zunächst für die Erzeugung von Ammoniumdünger.¹² In der Spitze hatten diese

Anlagen Kapazitäten von bis zu 150 MW, bis die Elektrolyse durch die Wasserstoffgewinnung aus fossilem Erdgas verdrängt wurde.¹³ Gegenwärtig werden diese alkalischen Elektrolyseure hauptsächlich für die Chloralkali-Elektrolyse zur Gewinnung von Chlor und Natronlauge¹⁴ eingesetzt, wo die größten alkalischen Elektrolyseure zur Zeit eine Kapazität von 120 MW haben.¹⁵ Marktführer ist Thyssenkrupp mit einer auf 20 MW Kapazität modularisierten Elektrolyseureihe.¹⁶

Alkalische Elektrolyseure verfügen über einen porösen Separator, der die Gase Wasserstoff und Sauerstoff physikalisch trennt, aber den Austausch des flüssigen Elektrolyten weiterhin ermöglicht.¹⁷ Die Konversionseffizienz der alkalischen Elektrolyse zur Wasserstoff-erzeugung wird in der Literatur mit rund 66% angegeben. Dies entspricht einer elektrischen Energie von 4,6 kWh für die Erzeugung eines Norm-Kubikmeters Wasserstoff.¹⁸ Alkalische Elektrolyseure können in einem Lastbereich zwischen 15¹⁹ und 100% betrieben werden und in diesem Maße flexibel z.B. auf Schwankung des Sonnenstandes reagieren. Ein An- und Abschalten der Elektrolyseure (z.B. als Reaktion auf Windschwankungen bei Versorgung mit Windenergie) ist möglich (Reaktionszeit bei Kaltstart ca. 50 Minuten)²⁰. Die Lebensdauer der Elektrolyseure wird hierdurch tendenziell negativ beeinflusst, was aber durch geeignete Schutzmaßnahmen vermieden werden kann.²¹

Storage for Renewable Sources and Grid Balancing, Amsterdam 2015; S. 105

¹³ Schmidt / Batteiger ..., a.a.O., S. 129

¹⁴ <https://de.wikipedia.org/wiki/Chloralkali-Elektrolyse>, abgerufen 26.3.2020

¹⁵ Telefonische Auskunft von Thyssenkrupp, 26.3.2020

¹⁶ Ebenda

¹⁷ Siemens: Whitepaper Wirkungsgrad - Elektrolyse; siemens.com/silyzer

¹⁸ Studie IndWEDe: Smolinka / Wiebe, Sterchele / Palzer / Lehner / Jansen / Kiemel / Miehe / Wahren / Zimmermann: Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme, Berlin 2018, Abbildung 4-4

¹⁹ Studie IndWEDe, a.a.O., Abbildung A-1

²⁰ Studie IndWEDe, a.a.O., Abbildung 4-6

²¹ Smolinka / Ojong / Garche, a.a.O., S. 114

¹⁰ Siehe z.B. DLR / Ludwig Bölkow / Fraunhofer / KBB: Studie über die Planung einer Demonstrationsanlage zur Wasserstoff-Kraftstoffgewinnung durch Elektrolyse mit Zwischenspeicherung in Salzkavernen unter Druck, Stuttgart, 28.11.2014; hier: S.9

¹¹ Statista, 28.11.2018

¹² Tom Smolinka / Emile Tabu Ojong / Jürgen Garche: Hydrogen Production from Renewable Energies - Electrolyzer Technologies, in: Patrick T. Moseley / Jürgen Garche: Electrochemical Energy

Die **PEM-Elektrolyse** (Proton Exchange Membrane) geht auf Forschungen aus den 1970er Jahren zurück, ausgehend von 1973 erstmals veröffentlichten Forschungen von General Electric.²² Sie war aber lange Zeit auf Laboranwendungen beschränkt, da die Zellen eine zu geringe Lebensdauer hatten.²³ Eine Entwicklung der PEM-Elektrolyse im industriellen Maßstab findet erst seit ca. 20 Jahren statt.²⁴ Der Name leitet sich daraus ab, dass eine PEM-Elektrolysezelle über einen Feststoffelektrolyten in Gestalt einer protonenleitenden Membran verfügt.²⁵ Dies ermöglicht geringere Abstände der Elektroden und damit eine höhere Bandbreite an Betriebsmodi als bei der alkalischen Elektrolyse.²⁶ Der größte gegenwärtig eingesetzte PEM-Elektrolyseur hat eine Leistung von 5 MW²⁷. Die Lebensdauer moderner PEM-Zellen liegen nur noch um ca. 15% unter denen der alkalischen Elektrolyse, und Fachleute gehen davon aus, dass sie in einigen Jahrzehnten deutlich über denen der alkalischen Elektrolyse liegen wird.²⁸ Die Konversionseffizienz ist ähnlich wie die der alkalischen Elektrolyse.²⁹

Vorteil der PEM-Elektrolyse ist ihre größere Teillastflexibilität, die theoretisch von 0-100% geht, wobei in der Praxis von einer unteren Grenze von ca. 5% der nominalen Leistung aufgrund des Eigenverbrauchs der Peripheriekomponenten auszugehen ist.³⁰ Die Startzeit

bei einem Kaltstart beträgt rund 10 Minuten, die Zeit aus dem Stand-by bis zur Nennleistung nur 10 Sekunden.³¹ Eine relevante Verringerung der Lebensdauer durch kurzfristiges An- und Abschalten der Elektrolyseure wird in der Literatur nicht aufgeführt.

Bei der **Hochtemperaturelektrolyse** (HTES - High Temperature Electrolysis of Steam) wird ein Teil der zur Spaltung von Wasser benötigten Energie thermisch zugeführt. Dieses Verfahren arbeitet mit einem Temperaturniveau von 800° bis 1000 °C.³² Durch die hohen Temperaturen kommt die Hochtemperaturelektrolyse mit deutlich geringeren Zellspannungen aus als die anderen Elektrolyseverfahren, und erreicht so hohe strombezogene Wirkungsgrade.³³ Diese hohe Konversionseffizienz (rund 80%) ist der Hauptvorteil der Hochtemperaturelektrolyse - die Konversionsverluste sind nur etwa halb so hoch wie bei den anderen Elektrolyseverfahren. Diese Effizienz lässt sich allerdings in der Praxis nur erreichen, wenn die erforderliche hohe Temperatur nicht selber durch Strom erzeugt werden muss, sondern auf anderem Wege bereitgestellt wird.³⁴ Wenn die nachgelagerte Synthese am gleichen Standort erfolgt wie die Elektrolyse, so kann die Abwärme des Syntheseprozesses als Wärmequelle verwendet werden,³⁵ konkurriert dann allerdings im Falle einer CO₂-Gewinnung aus der Umgebungsluft mit dem damit verbundenem Energiebedarf³⁶.

Hauptnachteil der Hochtemperaturelektrolyse ist ihre geringe Flexibilität. An- und Abschalten der Elektrolyseure und die damit verbundenen Temperaturschwankungen führen zu hohen Belastungen der Zellen, die die Lebensdauer drastisch verkürzen und im Falle eines ungleichmäßigen Hochfahrens des Stacks zu einer direkten Zerstörung der Zellen führen

²² Smolinka / Ojong / Garche, a.a.O., S. 105; Information von Siemens Hydrogen Solutions, 9.12.2019

²³ Smolinka / Ojong / Garche, a.a.O., S. 105

²⁴ Simon Lechleitner: Ganzheitliche Betrachtung der Kraftstoffherzeugung aus Strom unter Einbeziehung von CO₂-Quellen am Fallbeispiel Deutschland; Mittweida 2016, S. 16

²⁵ Ebenda; Siemens: Whitepaper Wirkungsgrad - Elektrolyse, a.a.O.

²⁶ Siemens: Whitepaper Wirkungsgrad - Elektrolyse, a.a.O.

²⁷ Dies ist der 2017 in Hamburg installierte Elektrolyseur Silyser 200 der Firma Siemens, der laut Angaben von Siemens der größte eingesetzte PEM Elektrolyseur der Welt ist. Hierbei handelt es sich allerdings nicht um einen einzelnen Stack, sondern um eine Kombination von vier Stacks mit jeweils 1,25 MW Kapazität. Information von Siemens Hydrogen Solutions, 9.12.2019

²⁸ Studie IndWEDE, a.a.O., Abbildung 4-6

²⁹ Simon Lechleitner, a.a.O., S. 16; Studie IndWEDE, a.a.O., Abbildung A-4

³⁰ Simon Lechleitner, a.a.O., S. 16

³¹ Ebenda

³² Simon Lechleitner, a.a.O., S. 17

³³ Ebenda

³⁴ Smolinka / Ojong / Garche, a.a.O., S. 105; Studie IndWEDE, a.a.O., S.36

³⁵ Frontier economics, a.a.O., S. 61

³⁶ A.a.O., S. 62

können.³⁷ Auch das Teillastverhalten der Hochtemperaturelektrolyse ist wenig dynamisch.³⁸

Hochtemperaturelektrolyseure werden gegenwärtig noch nicht in großem Maßstab eingesetzt, sondern sind Gegenstand der Grundlagenforschung. Hierbei werden zwei unterschiedliche Ansätze verfolgt:

- Der erste dieser Ansätze, der von der mit dem KIT verbundenen Firma SunFire, koppelt den Elektrolyseur mit einer nachgeschalteten Fischer-Tropsch-Synthese, und verwendet deren Abwärme zur Erreichung der erforderlichen hohen Temperaturen. Weitere Forschungsarbeiten auf diesem Gebiet finden am Kernforschungszentrum Jülich statt.³⁹
- Der zweite Ansatz ist der Oxyfuel-Prozess, der die hohen Temperaturen durch den Einsatz von Biomasse erzielt.⁴⁰ Dieser Prozess stellt jedoch auf die Erzeugung von Methan und nicht auf die Erzeugung von Synthesegas ab,⁴¹ und wird daher hier nicht weiter betrachtet.

Aus den unterschiedlichen Eigenschaften der verschiedenen Elektrolyseprozesse ergeben sich auch unterschiedliche Möglichkeiten, die unregelmäßige Verfügbarkeit von Sonnen- und Windenergie zu kompensieren.

Im Falle der PEM-Elektrolyse und in geringerem Maße auch der alkalischen Elektrolyse kann der Elektrolyseur je nach Verfügbarkeit an- und abgeschaltet werden. Durch eine entsprechende Überdimensionie-

rung der Elektrolyse und anschließende Speicherung des Wasserstoffs können dann die anschließenden Prozessschritte der Synthesegasherstellung und -weiterverarbeitung kontinuierlich betrieben werden. Nachteil bei diesem Vorgehen sind die Notwendigkeit, Zwischenspeicher für den Wasserstoff anzulegen, sowie die bezogen auf die Tonne Kerosin hohen Kapazitätskosten, da sowohl die Elektrolyse als auch die vorgelagerte Stromerzeugung überdimensioniert werden müssen.

Im Falle der Hochtemperaturelektrolyse besteht diese Möglichkeit nicht. Diese Prozesse können daher nur dort für die Verwendung von nachhaltigem Kerosin verwendet werden, wo eine kontinuierliche regenerative Stromerzeugung erfolgt, also z.B. bei Versorgung aus einem Wasserkraftwerk. Nachteil ist in diesem Fall, dass mit ausschließlich für die Versorgung des PtL-Prozesses gebauten Wasserkraftwerken sehr hohe Investitionskosten verbunden wären und sich zumindest innerhalb der Bundesrepublik Deutschland kaum geeignete Standorte für neue Wasserkraftwerke befinden.

Anzumerken ist in diesem Zusammenhang allerdings, dass diese Aussage auf heutigem Stand der Technik gilt. Die PEM-Elektrolyse bedurfte einer jahrzehntelangen Forschung, um die heutige Lebensdauer der Zellen zu erreichen, und es ist nicht auszuschließen, dass in einigen Jahrzehnten auch Hochtemperaturelektrolysezellen existieren werden, die hohe Flexibilität zulassen. Dies ist aber eine eher spekulative Möglichkeit.

Auch für die alkalische und die PME-Elektrolyse gilt aber, dass die gegenwärtig eingesetzte Kapazität in einem krassen Missverhältnis zu den Kapazitäten steht, die für eine Versorgung der Luftfahrt mit PtL-Kerosin erforderlich sind. Laut den Zahlen der Internationalen Energieagentur (IEA) lag die im Zeitraum 2010-2017 durchschnittlich weltweit jährlich neu installierte Elektrolyseurkapazität bei nur etwa 10 MW. Bis auf einige größere Projekte von Siemens handelte es sich hierbei ganz überwiegend um alkalische Elektrolyseure. Im Jahre 2018 war die neu installierte

³⁷ Florian Ausfelder und Hanna Dura (Hrsg.): Optionen für ein nachhaltiges Energiesystem mit Power-to-X-Technologien - 2. Roadmap des Kopernikus-Projektes "Power-to-X", erschienen am 31. August 2019 in Frankfurt am Main; Abschnitt 7.2., Seite 131. Betrachtet wurde der Fall von Temperaturdifferenzen vorne und hinten am Stack von 50 bis 100°C.

³⁸ Studie IndWEDe, a.a.O., Abbildung A-1

³⁹ Ausfelder / Dura, a.a.O., S. 38

⁴⁰ Ebenda, S. 42

⁴¹ Ebenda

Kapazität etwas höher, lag aber immer nur noch bei 20 MW.⁴² Der Trend geht hierbei aber klar zu größeren Anlagen; ein im Februar 2019 angekündigtes Projekt in Kanada sieht die Installation eines PEM-Elektrolyseurs der Firma Hydrogenics mit einer Kapazität von 20 MW als Einzelanlage vor.⁴³ Dieses Projekt alleine wird mithin die gleiche Kapazität haben wie die gesamte 2018 weltweit installierte Kapazität. Das Projekt soll bis Ende 2020 abgeschlossen sein und jährlich fast 3.000 Tonnen Wasserstoff liefern.⁴⁴

Wie in Kapitel 2 gezeigt, ist selbst bei ununterbrochener Energieverfügbarkeit eine Stromerzeugungskapazität von 28,5 GW erforderlich, um den Kerosinbedarf der deutschen Luftfahrt durch PtL-Kerosin zu decken. Unter realistischeren Annahmen liegt die erforderliche Kapazität zwischen 60 und 165 GW. Da die Elektrolysekapazität entsprechend der Stromerzeugung dimensioniert werden muss, ist auch für die Elektrolyseure eine Kapazität von zwischen 60 und 165 GW anzusetzen. Um bis zum Jahre 2050 eine entsprechende Kapazität aufzubauen, müssen jährlich zwischen 2 und 5 GW Elektrolysekapazität neu installiert werden. Dies liegt um den Faktor 100 bis 250 über den jährlichen Neuinstallationen des Jahres 2018 von 20 MW, wobei sich die 2 bis 5 GW auf den Kapazitätsaufbau zur Deckung des Bedarfs der deutschen Luftfahrt beziehen, die 20 MW aber auf weltweite Neuinstallationen. Der Umstand, dass Elektrolyseure nach zehn bis zwanzig Jahren ihre technische Lebensdauer erreicht haben und erneuert werden müssen⁴⁵, ist hierbei noch nicht einmal berücksichtigt.

⁴² Mitrova, Tatjana / Melnikov, Yury / Chugunov, Dmitry: The Hydrogen Economy - a path towards low carbon development, Moskau, Juni 2019, S. 47 und Abbildung 13

⁴³ <https://www.hydrogenics.com/2019/02/25/hydrogenics-to-deliver-worlds-largest-hydrogen-electrolysis-plant/>, abgerufen 26.3.2020

⁴⁴ Ebenda

⁴⁵ Studie IndWEDe, a.a.O., Abbildung A-3 gibt einen Wert von zwanzig Jahren an. Mündliche Auskünfte eines Anbieters gaben zehn Jahre für die Stacks, und zwanzig Jahre nur für Rahmen und Peripheriegeräte an.

4. Wasserstoffspeicherung

Wasserstoff ist unter normalen Umgebungsbedingungen gasförmig und ist leichter als Luft. Eine Speicherung von Wasserstoff unter Umgebungsbedingungen würde daher ein völlig unverhältnismäßiges Volumen erfordern. In der Praxis erfolgt daher eine Lagerung des Wasserstoffes entweder in komprimierter Form in Drucktanks, oder in Flüssiggastanks unter stark reduzierten Temperaturen. Für die gegenwärtig genutzten eher geringen Mengen an Wasserstoff ist diese Art der Lagerung völlig ausreichend; für die bei einem vollständigen Übergang zu PtL-Kerosin erforderlichen Mengen wäre dies aber sehr aufwändig und mit einem großen Flächen- und Materialverbrauch verbunden.

Die genaue Menge des zwischenzuspeichernden Wasserstoffs ist abhängig davon, wie groß die längste zu überbrückende Periode der Nichtverfügbarkeit regenerativen Stroms ist. Bei Einsatz von Solarstrom in einer äquatornahen Wüstenregion muss die Wasserstofflagerung regelmäßig nur die Nachtperioden abpuffern. Das System kommt dann im Prinzip durchgehend mit einer Lagerkapazität für einen halben Tagesbedarf aus, auch wenn in der Praxis eine zusätzliche Bevorratung zur Abdeckung von Extremwetterlagen (z.B. Sandstürme, Schnee) erforderlich sein wird.

Bei Einsatz in der Bundesrepublik Deutschland ist von einer kombinierten Versorgung aus Solar- und Windstrom auszugehen. Hier sind die Zeiten abzupuffern, in denen weder Solar- noch Windenergie in hinreichendem Maße zur Verfügung steht, was aktuell vor allem im Februar und gegen Jahresende zu erwarten ist⁴⁶. König / Freiberg / Dietrich / Wörner geben die zu speichernde Menge mit 11% der jährlichen Wasserstoffmenge an, allerdings auf Basis einer reinen Offshore-Stromversorgung ohne teilweisen Ausgleich durch unterschiedliche Spitzen der Versorgung mit

⁴⁶ Stefan Peter: Modellierung einer vollständig auf erneuerbaren Energien basierenden Stromerzeugung im Jahr 2050 in autarken, dezentralen Strukturen, München 2013, S. 38; Simon Lechleitner, a.a.O., S. 5

Solarstrom.⁴⁷ Durch eine kombinierte Versorgung aus Solar- und Windstrom sollte sich eine deutliche Reduzierung der Lagermenge erreichen lassen, da Photovoltaikanlagen einen komplementären Jahresverlauf zu Windkraftanlagen aufweisen⁴⁸; hierzu sind aber keine veröffentlichten Rechnungen bekannt.

Wie in Kapitel 2 berechnet erfordert der Ersatz des gesamten Energiebedarfes des Luftverkehrs eine Stromerzeugung in Höhe von 250 TWh. Für den anschließenden Elektrolyseschritt ist wie in Kapitel 3 dargelegt von Verlusten in Höhe von 33% auszugehen, so dass sich eine erzeugte Menge an Wasserstoff von 167 TWh ergibt, die überwiegend sofort verbraucht wird. Setzt man mit König / Freiberg / Dietrich / Wörner die zu speichernde Menge mit 11% an, so ergibt sich ein Speicherbedarf von 18,3 TWh. Wie dargelegt ist der Prozentsatz jedoch für eine kombinierte Versorgung aus Solar- und Windstrom zu hoch, ohne dass hierzu Berechnungen vorlägen. Nur zur Illustration sei hier mit einem Satz von 5% gerechnet, was einen Speicherbedarf von 8,3 TWh bedeutet. Dies sind 8,3 Milliarden KWh, und da ein cbm Wasserstoff einen Heizwert von 2,995 KWh⁴⁹ hat, entspricht dies einem Volumen von 2,8 Milliarden cbm Wasserstoff. In der Praxis wird sich diese Bevorratung reduzieren lassen, indem Wartungsereignisse in diejenigen Zeiten gelegt werden, in denen erfahrungsgemäß mit Dunkelflauten gerechnet werden muss. Dennoch ist klar, dass ein Einsatz der PtL-Technologie in großem Stil in Deutschland Lagerkapazitäten erfordert, die eine Lagerung in konventionellen Tanks unrealistisch erscheinen lassen.

Die im Zusammenhang mit dem Übergang zur Wasserstoffwirtschaft gegenwärtig oft

⁴⁷ Daniel H. König / M. Freiberg / R.-U. Dietrich / A. Wörner: Techno-ökonomische Analyse der Herstellung flüssiger Kohlenwasserstoffe unter Nutzung von H₂ und CO₂ aus industriellen Quellen; Präsentation auf dem Jahrestreffen Energieverfahrenstechnik, Bonn, 24. Februar 2015; hier: Folie 13

⁴⁸ Simon Lechleitner, a.a.O., S. 2

⁴⁹ <https://de.wikipedia.org/wiki/Heizwert>, aufgerufen 20.3.2020

diskutierte Variante, Wasserstoff zu lagern, indem man ihn in das Erdgasnetz einspeist, ist im Falle von PtL nicht nutzbar, da sich der Wasserstoff dann mit dem Erdgas vermischen würde. Dies ist unproblematisch, wenn der Wasserstoff nur der Energiespeicherung dienen soll; im Falle des PtL-Prozesses aber soll der Wasserstoff stofflich in den weiteren Prozess eingehen und darf daher nicht vermischt werden.

Eine weitere alternative Lagerungsform ist die chemische Anlagerung an andere Substanzen, aus denen sich der Wasserstoff später wieder herauslösen lässt. Diese Variante wird z.B. von Mitsubishi Hitachi verfolgt. Sie ist aber mit deutlichen Energieverlusten verbunden und zielt vor allem auf Anwendungen zum Transport des Wasserstoffes ab, um die noch energieaufwändigere Wasserstoffverflüssigung zu vermeiden.

Eine weitere Alternative ist die Lagerung in Kavernen, wobei nur solche Kavernen in Frage kommen, die ausreichend dicht für die Lagerung von Wasserstoff sind. Hierzu liegen aber bisher keine veröffentlichten Erfahrungen vor.

Zu den Kosten der Wasserstofflagerung weist die Agora-Studie darauf hin, dass die Literaturangaben selbst für die grundsätzlich bekannte Lagerung in Stahltanks inkonsistent sind. In der Agora-Studie selber wurden auf Basis einer Lagerung in Stahltanks Lagerkosten von 27 Euro pro Kilowattstunde Wasserstoff angesetzt.⁵⁰ König / Freiberg / Dietrich / Wörner geben hingegen unter Verweis auf eine Arbeit von Cortogino und Huebner auf Basis einer Lagerung in Kavernen Lagerkosten von 0,04 Euro pro Kilowattstunde Wasserstoff an.⁵¹ Ähnliche Werte werden auch in einer kürzlich erschienenen Studie von Bloomberg genannt, wo die Kosten der geologischen Lagerung von Wasserstoff mit Werten zwischen 0,23 und 1,90 USD/Kilogramm Wasserstoff angesetzt werden; dies entspricht Kosten zwischen 0,01 und 0,05 Euro pro Kilowattstunde Wasser-

⁵⁰ Frontier economics, a.a.O., S. 67

⁵¹ König / Freiberg / Dietrich / Wörner, a.a.O., Folie 16

stoff.⁵² In dieser Studie werden allerdings die Kosten der Lagerung in Stahltanks niedriger angesetzt als in der Agora-Studie.⁵³ Geht man von dem obenstehend geschätzten Lagerbedarf von 8,3 TWh zur Deckung des gesamten Bedarfs der Luftfahrt mit PtL-Kerosin aus, so kostet bei Ansatz der Werte der Agora-Studie die Lagerung dieser Menge in Stahltanks 225 Milliarden Euro, bei Lagerung in Kavernen hingegen nur 333 Millionen Euro.

5. CO₂-Bereitstellung

Neben Energie und Wasser ist CO₂ der dritte wesentliche Einsatzfaktor für den PtL-Prozess. CO₂ ist praktisch überall in der Atmosphäre vorhanden, aber nur in einer sehr geringen Konzentration von 0,04%.⁵⁴ Diese Konzen-

tration liegt um etwa 33% über den CO₂-Gehalt der Atmosphäre in der vorindustriellen Zeit von ca. 280 ppm⁵⁵, was als die Hauptursache für die gegenwärtige Erderwärmung gilt. Dennoch ist der absolute Anteil verschwindend gering, so dass eine direkte Gewinnung aus der Erdatmosphäre den Durchsatz sehr großer Mengen an Luft erfordert, und daher entsprechend aufwändig ist. Eine grundsätzlich einfachere Art der Gewinnung von CO₂ ist die Gewinnung aus den Abgasen stationärer Emittoren, in denen das CO₂ in ungleich größeren prozentualen Anteilen enthalten ist. Beide Ansätze, sowohl die Gewinnung aus den Abgasen stationärer Anlagen als auch die Gewinne aus der Umgebungsluft, werden gegenwärtig im Rahmen des PtL-Prozesses untersucht.

Tabelle: Stationäre CO₂-Quellen in der Bundesrepublik Deutschland, 2016

Industrie	CO ₂ -Menge im Jahr (Mio. Tonnen)	Anmerkungen
Braunkohlekraftwerke	159	Annähernd kontinuierlicher Betrieb
Steinkohlenkraftwerke	96	Diskontinuierlicher Betrieb
Stahlindustrie	57	
Mineralö Raffinerien	23	
Zementindustrie	23	
energiebedingt	11	Hoher Anteil alternativer Brennstoffe
rohstoffbedingt	12	
Kalkindustrie	8	
energiebedingt	5	
rohstoffbedingt	3	
Ammoniakherstellung	6	Annähernd kontinuierlicher Betrieb
CO ₂ -Prozeßgas	4	Reinheitsgrad 99,5%
energiebedingt (Rauchgas)	2	
Glasindustrie	4	Annähernd kontinuierlicher Betrieb
Biobasierte CO ₂ -Quellen		
Biogasanlagen	1	Verteilt auf hunderte Anlagen
Bioabfallvergärung	0,3	
Klärgasanlagen	0,8	Verteilt auf hunderte Anlagen
Bioethanolherstellung	1	

⁵² BloombergNEF: Hydrogen Economy Outlook - Key messages; March 30, 2020; hier: S.3

⁵³ Ebenda

⁵⁴ https://de.wikipedia.org/wiki/Kohlenstoffdioxid_in_der_Erdatmosphäre, aufgerufen 28.2.2020

⁵⁵ Mahdi Fasihi / Olga Efimova / Christian Breyer: Techno-economic assessment of CO₂ direct air capture plants, in: Journal of Cleaner Production 224 (2019), S. 957 - 980; hier: S. 957

5.1 CO₂ von stationären Emittlern

Die folgenden Angaben zu CO₂-Emissionen deutscher stationärer Emittler stammen, sofern nicht anders angegeben, aus der Masterarbeit "Ganzheitliche Betrachtung der Kraftstoff-erzeugung aus Strom unter Einbeziehung von CO₂-Quellen am Fallbeispiel Deutschland" von Simon Lechleitner, erstellt als Masterarbeit an der Hochschule Mittweida 2016.

Der bei weitem größte Teil der industriellen CO₂-Emissionen entsteht durch die Verbrennung zur Energiegewinnung, entweder zur Stromgewinnung im Kraftwerk oder zur Erzeugung von Prozesswärme (z.B. an Hochöfen oder bei der Glasherstellung). Diese Verbrennungsabgase haben unvermeidlich einen hohen Anteil von Verunreinigungen durch Ruß, Stickstoff oder andere Produkte unvollständiger Verbrennung. Bei Einsatz schwefelhaltiger fossiler Brennstoffe muss auch mit der Präsenz von Schwefel und Schwefelverbindungen im Abgas gerechnet werden.

Nur ein relativ geringer Anteil der CO₂-Emissionen ist rohstoffbedingter Natur, und damit unvermeidlich. Die größte Menge derartiger CO₂-Emissionen findet in der Zementindustrie mit etwa 12 Millionen Tonnen im Jahr statt. Der Reinheitsgrad derartiger CO₂-Emissionen ist tendenziell deutlich höher. Am größten ist er in der Ammoniakherstellung, wo das CO₂ prozessbedingt fast rein anfällt (99,5%). Die CO₂-Emissionen der Ammoniakindustrie werden allerdings in großem Umfang bereits in den Werken zu Harnstoff weiterverarbeitet, eben weil der Rohstoff dort so rein anfällt.

Als Produkt natürlicher biologischer Zersetzung fällt CO₂ bei Biogasanlagen, der Bioabfallvergärung, Kläranlagen und bei der Bioethanolherstellung an. Auch dieses CO₂ hat tendenziell einen sehr hohen Reinheitsgrad. Die absolut jährlich anfallende Menge ist allerdings mit insgesamt 3 Millionen Tonnen CO₂ eher gering, und entspricht stöchiometrisch nur etwa dem Kohlenstoffäquivalent einer Million Tonnen Kerosin. Darüber hinaus

fällt dieses CO₂ dezentral verteilt auf Hunderte von Anlagen an.

Insgesamt liegen die rohstoff- oder zersetzungsbedingten CO₂-Emissionen bei rund 22 Millionen Tonnen im Jahr, was stöchiometrisch etwa 7 Millionen Tonnen Kerosin, und damit zwei Drittel des deutschen Kerosinbedarfes entspricht. Die verbrennungsbedingten CO₂-Emissionen betragen mehr als das Zehnfache.

Schätzungen der Kosten für die Reinigung von Industrieabgasen schwanken typischerweise zwischen 40 und 120 USD/Tonne CO₂.⁵⁶ In Euro umgerechnet sind dies bei aktuellen Wechselkursen zwischen 37 und 111 EUR/Tonne CO₂. Diese Kostenaussage gilt nicht für bereits sehr reine CO₂-Emissionen wie beispielsweise bei der Ammoniakherstellung, wo der Wert eher mit 30 EUR/Tonne CO₂ oder niedriger anzusetzen ist.⁵⁷ Es ist allerdings nicht klar, ob die bei diesen Werten unterstellten Reinigungsprozesse ausreichend sind, um in allen Fällen ein hinreichend reines Synthesegas zu produzieren. Sowohl die Fischer-Tropsch-Synthese als auch die Methanolsynthese stellen sehr hohe Anforderungen an die Reinheit des Synthesegases, wobei insbesondere Schwefel ein kritisches Katalysatorgift ist, dessen Konzentration im Falle der Fischer-Tropsch-Synthese⁵⁸ niedrige ppb-Werte nicht übersteigen darf und auch im Falle der Methanolsynthese⁵⁹ unter 1 ppm liegen muss.

⁵⁶ D. Leeson / N. Mac Dowell / N. Shah / C. Petit / P.S. Fenell: A Techno-economic analysis and systematic review of carbon capture and storage (CCS) applied to the iron and steel, oil refining and pulp and paper industries, as well as other high purity sources, in: International Journal of Greenhouse Gas Control 61 (2017), S. 71-74; hier: S. 73-76

⁵⁷ A.a.O., S. 76

⁵⁸ Reinhard Rauch / Hermann Hofbauer / Ulf Neuling / Martin Kaltschmitt; Biokerosene Production from Bio-Chemical and Thermo-Chemical Biomass Conversion and Subsequent Fischer-Tropsch Synthesis, p. 507, in: Martin Kaltschmitt / Ulf Neuling (Hrsg.): Biokerosene - Status and Prospects; Heidelberg 2018

⁵⁹ Specht / Bandi / Elser / Heberle / Maier / Schaber / Weimer: CO₂-Recycling zur Herstellung von Methanol; Endbericht an das Land Baden-Württemberg, Juli 2000, S.74

Zu der Reinigung von Industrieabgasen mit anschließender Verwendung des CO₂ zu Syntheseprozessen liegen bisher keine Untersuchungen vor.

5.2 Gewinnung von CO₂ aus der Atmosphäre

Die Gewinnung von CO₂ aus der Atmosphäre wurde bereits in den Neunziger Jahren im Rahmen eines Projektes des Landes Baden-Württemberg untersucht⁶⁰ und gegenwärtig von verschiedenen Lehrstühlen und Startups verfolgt. Am weitesten fortgeschritten ist die Schweizer Firma Climeworks, die in Hinwil bereits zwei entsprechende Anlagen betreibt⁶¹ (Abbildung 2). In diesen Anlagen wird die Luft durch Pumpen eingesaugt und durch einen Filter geleitet, in dem das CO₂ chemisch gebunden wird. Ist der Filter voll, wird er auf etwa 100°C aufgeheizt, wodurch das CO₂ aus der chemischen Bindung gelöst wird und für die weiteren Prozessschritte zur Verfügung steht.⁶² Diese erste dieser Anlagen läuft bereits seit Mai 2017 mit einer Kapazität zur Gewinnung von 900 Tonnen CO₂ pro Jahr.⁶³

Der Prozess des Aufheizens auf 100°C ist tendenziell mit einem zusätzlichen Energiebedarf verbunden. Wenn allerdings die nachgelagerte Synthese am gleichen Standort erfolgt wie die CO₂-Gewinnung, so kann die Abwärme des Syntheseprozesses als Wärmequelle verwendet werden.⁶⁴ Bei Verbindung mit einer alkalischen oder PEM-Elektrolyse kommt auch Abwärme aus der Elektrolyse als Wärmequelle in Frage.⁶⁵

Ein zweites Unternehmen, das seit kurzem ebenfalls experimentell eine Anlage für die

Gewinnung von CO₂ aus der Atmosphäre betreibt, ist die kanadische Firma Carbon Engineering.⁶⁶ Standort dieser Anlage ist Squamish in British Columbia⁶⁷; die Kapazität der Anlage liegt bei einer Tonne CO₂ pro Tag⁶⁸. Der technische Ansatz ist ähnlich wie bei Climeworks, verwendet aber Chemikalien, die für die Lösung der Bindung des CO₂ eine Erhitzung auf deutlich höhere Temperaturen erfordern (rund 900°C), was einen entsprechend höheren Energiebedarf nach sich zieht.⁶⁹ Weitere auf diesem Gebiet arbeitende Unternehmen sind Global Thermostat, die ähnlich wie Climeworks mit Temperaturen um 100°C arbeiten,⁷⁰ und Infinitree⁷¹, über deren Technologie wenig bekannt ist.⁷²

Nachteil der Gewinnung des CO₂ aus der Umgebungsluft sind vor allen Dingen die damit verbundenen Kosten, die von Climeworks gegenwärtig auf 600 EUR/Tonne CO₂ geschätzt werden.⁷³ Da für die Produktion von einer Tonne Kerosin stöchiometrisch 3,15 Tonnen CO₂ benötigt werden, entspricht dies 1.890 EUR/Tonne Kerosin. Für die für 2020 geplanten, größeren Anlagen wird allerdings mit einer Halbierung der Kosten pro Tonne CO₂ gerechnet.⁷⁴

Bei der Gewinnung von CO₂ aus der Luft hat das CO₂ nach Aussagen der Firma Climeworks bereits bei ihrem jetzigen Prozess einer Reinheit von 99,9%. Diese Reinheit ist ausreichend, anschließend die Prozesse der Firma SunFire und eine darauf folgende Fischer-Tropsch-Synthese durchzuführen.

⁶⁰ Ebenda

⁶¹ <https://www.climeworks.com/case-studies/gebruder-meier/>, aufgerufen 28.2.2020

⁶² <http://www.climeworks.com/our-technology/>, aufgerufen 28.2.2020

⁶³ Valentin Batteiger / Christoph Falter / Andreas Sizmann: Prospects and sustainability of large-scale CO₂ provision for synthetic jet fuel production, Vortrag auf dem 9th Carbon Dioxide Utilization Summit, Reykjavík, 19.10.2017, S.19

⁶⁴ Frontier economics, a.a.O., S. 62 und 64

⁶⁵ Fasihi / Efimova / Breyer, a.a.O., S.976

⁶⁶ <https://carbonengineering.com/our-technology/>, aufgerufen 19.3.2020

⁶⁷ <https://carbonengineering.com/>, aufgerufen 19.3.2020

⁶⁸ Telefonische Auskunft von Carbon Engineering am 24.6.2020

⁶⁹ Fasihi / Efimova / Breyer, a.a.O., S. 961/962

⁷⁰ A.a.O., S. 962

⁷¹ Batteiger / Falter / Sizmann, a.a.O.

⁷² Fasihi / Efimova / Breyer, a.a.O., S.960

⁷³ Telefonische Auskunft von Climeworks, 19.3.2020

⁷⁴ Ebenda



Abbildung 2: Anlage von Climeworks zur Gewinnung von CO₂ aus der Atmosphäre in Hinwil. Copyright Climeworks

6. Synthesegasherstellung

Beim typischen PtL-Prozess wird zunächst Wasserstoff erzeugt und dann mit CO₂ zusammengeführt. CO₂ ist aber inert und muss für die anschließenden Syntheseschritte in CO umgewandelt werden. Dieser Prozessschritt wird als reverse water gas shift reaction bezeichnet. Das Resultat ist dann ein Synthesegas aus Wasserstoff und CO, idealerweise in einem stöchiometrischen Verhältnis von 2:1.⁷⁵

Abweichend hiervon erfolgen bei der Hochtemperaturelektrolyse sowie beim StL-Verfahren die Umwandlung von Wasser und CO₂ in Wasserstoff und CO in einem einzigen Schritt. Im Falle der Hochtemperaturelektrolyse geschieht dies als Co-Elektrolyse unter Einsatz von Wasserdampf, und beim StL-Verfahren direkt durch die solarthermische Erhitzung von Wasser und CO₂. Vorteile bei diesem Ansatz sind die geringeren Konversionsverluste verglichen mit dem sequenziellen Vorgehen

⁷⁵ Rauch / Hofbauer / Neuling / Kaltschmitt, a.a.O. S. 505

sowie der Umstand, dass die beiden Reaktionen (Elektrolyse und reverse water gas shift reaction) in einem Reaktor erfolgen, wodurch sich der apparative Aufwand reduziert.⁷⁶

7. Synthese und Aufarbeitung zu Kerosin

Für die Herstellung von Flüssigkraftstoffen aus Synthesegas sind drei alternative Ansätze bekannt.

7.1 Fischer-Tropsch-Synthese

Der bekannteste und am weitesten verbreitete Ansatz ist die Fischer-Tropsch-Synthese. Dieses Verfahren wurde bereits 1925 am Kaiser-Wilhelm-Institut für Kohleforschung als Verfahren zur Herstellung von Kraftstoffen aus Kohle entwickelt⁷⁷, und in darauffolgenden Jahrzehnten weiter entwickelt und in großem Maßstab eingesetzt. Von besonderer

⁷⁶ Florian Ausfelder und Hanna Dura (Hrsg.): Optionen ... S. 38

⁷⁷ <https://de.wikipedia.org/wiki/Fischer-Tropsch-Synthese>, aufgerufen 21.3.2020

Bedeutung war es im Zweiten Weltkrieg, da ein Import von Rohöl zur Versorgung der deutschen Raffinerien kriegsbedingt nur begrenzt möglich war und die Treibstoffversorgung der deutschen Streitkräfte daher ein Ausweichen auf synthetische Kraftstoffe erforderte.⁷⁸ Mit der Verfügbarkeit von preisgünstigem Rohöl nach dem Ende des Zweiten Weltkriegs war die Raffination von Rohöl die kostengünstigere Alternative, so dass die Produktion synthetischer Kraftstoffe eingestellt wurde.⁷⁹ Eine Ausnahme war Südafrika, wo beginnend in den 50-er Jahren⁸⁰ mit dem Aufbau einer Industrie begonnen wurde, die südafrikanische Kohle in flüssige Kraftstoffe umwandelte. Ein wesentlicher Faktor für den Ausbau dieser Industrie waren das weltweite Embargo gegen das südafrikanische Apartheidsregime und die damit verbundenen Probleme beim Import von Rohöl in den 80er Jahren. In den hierfür durch die südafrikanische Firma Sasol (Suid Afrikaanse Steenkool en Olie) errichteten Fischer-Tropsch-Anlagen wurde erstmals auch Kerosin aus Kohle hergestellt.

Mit dem Ende des Apartheidregimes betrieb dann Südafrika ab 1999 die luftfahrtrechtliche Zulassung von Fischer-Tropsch-Kerosin, die zunächst als auf einzelne südafrikanische Raffinerien beschränkte Sonderregelung durch DefStan⁸¹ und 2009 als generelle Zulassung von der ASTM⁸² erteilt wurde. ASTM (American Society for the Testing of Materials) und die englische DefStan (Defense Standard Organisation) geben gemeinsam den in den meisten Teilen der Welt geltenden Standard für Kerosin Jet-A / Jet A-1 heraus. Die ersten Genehmigungsverfahren für alternatives, nicht aus Rohöl hergestelltes Kerosin liefen über DefStan, aber eine später getroffene Absprache zwischen den beiden Organisationen

⁷⁸ Ebenda

⁷⁹ Ebenda

⁸⁰ Rauch / Hofbauer / Neuling / Kaltschmitt, a.a.O. S. 498

⁸¹ C.A. Moses, G. Wilson, Piet Roeds: Evaluation of Sasol synthetic kerosene for suitability as jet fuel; San Antonio / Sasolburg, December 2003, p. 7

⁸² Die ASTM (American Society for the Testing of Materials) erstellt in Koordination mit der europäischen DefStan die in den meisten Ländern der Welt geltende Treibstoffspezifikation für Kerosin Jet A / Jet A-1.

sieht vor, dass alternatives Kerosin durch ASTM zugelassen wird und DefStan die Beurteilung durch ASTM übernimmt. Die Zulassung durch ASTM ist somit Voraussetzung dafür, dass ein Kerosin von Fluggesellschaften eingesetzt werden kann. Sie gilt jeweils für sämtliches nach einem zugelassenen Verfahren hergestelltes Kerosin. Im Falle von Fischer-Tropsch bezieht sich die Zulassung auf den Schritt vom Synthesegas zum Kerosin und ist unabhängig davon, ob das als Ausgangsmaterial eingesetzte Synthesegas aus Kohle oder aus anderen Substanzen gewonnen wurde.⁸³

Obwohl das Fischer-Tropsch-Verfahren ursprünglich für die Umwandlung von Kohle entwickelt wurde, wird es heutzutage vor allem für die Umwandlung von Erdgas verwendet, insbesondere in Qatar und in Malaysia⁸⁴. Der Einsatz des Verfahrens für die Konversion von Biomasse wurde verschiedentlich versucht, zuerst vor rund zehn Jahren durch die Firma Choren⁸⁵, ist aber bisher nicht geglückt. Als Grund für die Probleme mit Biomasse als Feedstock wird in Fachkreisen die größere Heterogenität der Biomasse genannt. Zwei neuere Anläufe zur Gewinnung von FT-Kerosin aus Biomasse werden gegenwärtig durch Projekte der amerikanischen Firmen Fulcrum (Einsatzstoff: Haushaltsabfälle)⁸⁶ und Red Rocks (Einsatzstoff: Holz)⁸⁷ gemacht, deren Anlagen im Laufe des Jahres 2020 mit der Produktion von FT-Kerosin beginnen sollen. Wenn diese Projekte erfolgreich sind, können die Probleme mit der FT-Verarbeitung von Biomasse als gelöst angesehen werden. Unabhängig davon sollte aber der Einsatz des Fischer-Tropsch-Verfahrens zur Weiterverarbeitung von GtL-Synthesegas keine besonderen technischen Schwierigkeiten bereiten, da es sich hier um ein sehr reines und homogenes Gas handelt.

Das Fischer-Tropsch-Verfahren ist ein etabliertes, bereits in sehr großem Maßstab

⁸³ ASTM D7566, Annex 1

⁸⁴ <https://de.wikipedia.org/wiki/Fischer-Tropsch-Synthese>, aufgerufen 21.3.2020

⁸⁵ https://de.wikipedia.org/wiki/Choren_Industries

⁸⁶ <http://fulcrum-bioenergy.com/facilities/>

⁸⁷ <https://www.redrockbio.com/technology.html>

industriell eingesetztes Verfahren. Die gegenwärtig weltweit größten Fischer-Tropsch-Anlagen sind die des Pearl-Konsortiums in Qatar mit einer jährlichen Produktion von Flüssigkraftstoffen von 95 Millionen Tonnen, zu deren Bau Investitionen in Höhe von 24 Milliarden USD erforderlich waren⁸⁸. Es existieren mehrere große Marktteilnehmer mit Kenntnissen im Bau von Fischer-Tropsch-Anlagen, insbesondere Shell (Partner im Pearl-Konsortium) und Sasol. Diese Art von Anlagen ist allerdings mit sehr hohen Fixkosten verbunden, und lässt sich daher nur im sehr großen Maßstab wirtschaftlich betreiben. Um auch Feedstock aus kleineren Quellen (z.B. einzelnen Biogasanlagen) nutzen zu können, haben einzelne Forschungseinrichtungen in Zusammenarbeit mit Startups Verfahren entwickelt, die auf die Nutzung kleiner Quellen ausgelegt sind. Wesentliche Akteure sind hierbei die englische Firma Velocys⁸⁹ sowie die deutsche Firma Ineratec⁹⁰, eine Ausgründung aus dem KIT⁹¹.

Beim Fischer-Tropsch-Verfahren wird das Synthesegas mit Hilfe von Eisen- oder Kobaltkatalysatoren⁹² in Wachse mit sehr unterschiedlicher Kettenlänge umgewandelt, wobei die Verteilung der Länge der Kohlenwasserstoffketten in gewissem Umfang eingestellt werden kann.⁹³ Die weitere Aufarbeitung der Wachse zu Flüssigkraftstoffen erfolgt dann durch Isomerisierung und Hydrocracking.⁹⁴ Alternativ ist es auch

technisch möglich, die Fischer-Tropsch-Wachse als Feedstock in einer konventionellen Raffinerie einzusetzen; dieser Prozess befindet sich in der Endphase der Zulassung durch ASTM.⁹⁵

7.2 Methanolsynthese

Bei der Methanolsynthese wird zuerst das Synthesegas mittels kupfer-, zink- oder aluminiumoxidbasierten Katalysatoren in Methanol umgewandelt.⁹⁶ Dieser Prozessschritt wurde bereits vor mehreren Jahrzehnten von der Firma Mobil erprobt und kann als grundsätzlich gut bekannt angesehen werden.⁹⁷ Es existiert bereits eine von der Firma Carbon Recycling International betriebene Anlage zur Umwandlung von CO₂ und Wasser zu Methanol.⁹⁸ Diese Anlage wurde 2012 in Betrieb genommen und hat eine Jahreskapazität von 4.000 Tonnen⁹⁹ und damit eher Democharakter. Die Firma bietet jedoch Technologielösungen für Anlagen zur Produktion von Methanol mit einer Jahreskapazität von 50.000 bis 100.000 Tonnen Methanol an.¹⁰⁰ Weitere Akteure in diesem Bereich sind Thyssenkrupp und Mitsubishi Hitachi. Vorteil der Methanolsynthese gegenüber der Fischer-Tropsch-Synthese ist die Vermeidung des reverse WaterGas-Shift-Schrittes und der damit verbundenen Energieverluste.¹⁰¹

In einem zweiten Schritt muss dann das Methanol zu Kerosin umgewandelt werden. Die Durchführung dieses Schrittes wird gegenwärtig an der Universität Bremen erforscht.¹⁰² Eine ASTM-Zulassung dieses

⁸⁸ https://en.wikipedia.org/wiki/Pearl_GTL

⁸⁹ <https://www.velocys.com/technology/>

⁹⁰ <https://ineratec.de/technologien/>, aufgerufen 28.2.2020

⁹¹ <https://ineratec.de/unternehmen/>, aufgerufen 28.2.2020

⁹² ASTM D7566, Annex 1

⁹³ Rauch / Hofbauer / Neuling / Kaltschmitt, a.a.O., S. 532 - 535

⁹⁴ Bullerdiek, N.; Buse, J.; Dögnitz, N.; Feige, A.; Halling, A.-M.; Hauschild, S.; Hawighorst, P.; Kaltschmitt, M.; Kuchling, T.; Kureti, S.; Majer, S.; Marquardt, C.; Müller-Langer, F.; Neuling, U.; Oehmichen, K.; Pechstein, J.; Posselt, D.; Scheuermann, S.; Schripp, T.; Stein, H.; Zschocke, A. (2019): *Einsatz von Multiblend-JET-A-1 in der Praxis*. Zusammenfassung der Ergebnisse aus dem Modellvorhaben der Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie. DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH, Leipzig, hier: Kapitel 11.1

⁹⁵ Information auf ASTM-Konferenz in New Orleans Dezember 2019

⁹⁶ ASTM Subcommittee D.02.J on Aviation Fuels, February 24 ballot, ballot item 45, WK69614

⁹⁷ Schmidt / Batteiger ..., a.a.O., S. 131

⁹⁸ Carbon Recycling International Technology Profile, <https://www.carbonrecycling.is/technology-and-services>, abgerufen 12.3.2020

⁹⁹ Schmidt / Batteiger ..., a.a.O., S. 131

¹⁰⁰ <https://www.carbonrecycling.is/technology-and-services>, a.a.O.

¹⁰¹ Specht et al, a.a.O., S.8 und passim, Schmidt / Batteiger ..., a.a.O., S. 131

¹⁰² <https://www.uni-bremen.de/de/universitaet/hochschulkommunikation-und->

Verfahrens liegt noch nicht vor, und wird auch erst möglich sein, wenn die Weiterverarbeitung zu Kerosin gelungen ist und die für die Zulassungstests erforderlichen Mengen erzeugt werden können.

7.3 Alkoholsynthese

Bei der Alkoholsynthese wird als erster Prozessschritt das Synthesegas katalytisch in höhere Alkohole wie Ethanol, Propan oder Butanol umgewandelt.¹⁰³ Dieser Ansatz wird gegenwärtig von der Firma Swedish Biofuels erforscht.¹⁰⁴ Als zweiter Schritt ist dann eine Weiterverarbeitung zu Kerosin erforderlich. Eine solche Weiterverarbeitung ist bereits von ASTM für Ethanol und für Isobutanol zugelassen¹⁰⁵; für weitere Alkohole befindet sich der Konversionsprozess in der Zulassung.

8. Der Solar to Liquid-Ansatz

Der Solar to Liquid-Ansatz wird gegenwärtig hauptsächlich an der ETH Zürich (Lehrstuhl Professor Steinfeld) erforscht. Konzeptionell besteht der Ansatz darin, Sonnenlicht über Parabolspiegel an einem Punkt zu bündeln und so an diesem Punkt eine Temperatur von 1.500 °C zu erreichen, bei der Wasser und CO₂ direkt in ein Synthesegas aus Wasserstoff und CO umgewandelt werden.¹⁰⁶ Vorteil dieses Verfahrens ist die Vermeidung der Konversionsverluste, die beim PtL-Verfahren zunächst bei der Stromerzeugung und anschließend bei der Elektrolyse entstehen. Diese Umwandlungsverluste sind erheblich, da gängige Solarkollektoren weniger als 20% der eintreffenden Sonnenenergie in Strom verwandeln¹⁰⁷ und bei der anschließenden

Elektrolyse des gewonnenen Stroms weitere Umwandlungsverluste von bis zu 33% entstehen (zu Verlusten bei der Elektrolyse siehe Kapitel 3). Im Gegensatz dazu ist die Bündelung des Sonnenlichts durch Spiegel mit nur geringen Verlusten verbunden; die Masse der eingestreuerten Sonnenenergie kann dazu verwendet werden, die gewünschten hohen Temperaturen zu erreichen.¹⁰⁸ Nachteil des Verfahrens ist die aufwändige Mechanik zum ständigen Nachführen der Spiegel, die erforderlich ist, um trotz des ständig wechselnden Sonnenstandes kontinuierlich eine Bündelung aufrechtzuerhalten. Ebenfalls nachteilig ist, dass dieses Verfahren ausschließlich auf Sonnenenergie beruht; eine Kompensation sonnenschwacher Perioden durch Windenergie ist bei diesem Verfahren, anders als bei Strom, nicht möglich. Dieser Nachteil darf nicht unterschätzt werden: Die Agorastudie geht davon aus, dass reine Solarenergie in Nordafrika im Jahr nur etwa 2.300 Volllaststunden ergibt, die Kombination von Photovoltaik mit Windkraft hingegen 4.300.¹⁰⁹

Bei diesem Konzept gibt es keinen Wasserstoff als Zwischenprodukt, und daher auch keine Wasserstofflagerung. Konzeptionell ist vorgesehen, das Synthesegas zwischenzulagern, ohne dass hierzu aber bereits weitergehende Untersuchungen bekannt sind.

Eine Laboranlage für das StL-Konzept existiert auf dem Dach der ETH Zürich (Abbildung 3). Diese Anlage wird laufend betrieben, und erzeugt Flüssigkraftstoff im Milliliterbereich (ca. 100 ml täglich).¹¹⁰ Eine zehnmal so große Anlage befindet sich in Móstoles in Spanien.¹¹¹ Noch deutlich größere Anlagen, insbesondere eine Großanlage in Spanien¹¹², sind konzipiert, aber sind bisher nicht über den Status von Papierstudien hinausgekommen.

marketing/pressemitteilungen/detailansicht/news/detail/News/zukunftstraum-mit-gr%C3%BCnem-treibstoff-fliegen/, aufgerufen 21.3.2020

¹⁰³ Rauch / Hofbauer / Neuling / Kaltschmitt, a.a.O., S. 538

¹⁰⁴ Telefonische Auskunft von Swedish Biofuels

¹⁰⁵ ASTM D7566, Annex 5

¹⁰⁶ <https://www.srf.ch/news/wirtschaft/eth-zuendet-energierevolution-aus-sonnenlicht-und-luft-entsteht-benzin>, aufgerufen 22.3.2020

¹⁰⁷ <https://de.wikipedia.org/wiki/Solarzelle>, aufgerufen 22.3.2020

¹⁰⁸ Angaben der ETH Zürich bei einem persönlichen Besuch

¹⁰⁹ Frontier economics, a.a.O., S. 57. Die Angaben beziehen sich auf den Referenzfall und sind auf volle 100 gerundet.

¹¹⁰ Angaben der ETH Zürich bei einem persönlichen Besuch

¹¹¹ <https://www.srf.ch/news/wirtschaft/eth-zuendet-energierevolution-aus-sonnenlicht-und-luft-entsteht-benzin>, a.a.O.

¹¹² Ebenda



Abbildung 3: StL-Laboranlage auf dem Dach der ETH Zürich. Der Reaktor ist das Gerät im Fokus des Parabolspiegels. Copyright Melanie Heininger

9. Der Caphenia-Prozess¹¹³

Der von der Firma Caphenia entwickelte Prozess zur Herstellung von Synthesegas ist ein Hybridprozess, der Merkmale von PtL und der Herstellung und Flüssigkraftstoffen aus Energiegasen (Gas-to-Liquids, oder kurz GtL) vereint. Der Prozess spielt sich in einem einzigen mehrstufigen Zonenreaktor ab. Eingangsstoffe sind Methan (CH₄), CO₂, Wasser sowie elektrischer Strom. In der ersten Stufe erfolgt eine Erhitzung des Methans unter Sauerstoffabschluss (Methanpyrolyse), die zu einer Aufspaltung des Methans in elementaren Kohlenstoff und Wasserstoff führt. Ein Teil des so entstandenen Kohlenstoffes wird anschließend in der zweiten Stufe mit CO₂ zusammengeführt, das dadurch in einer Boudouard-Reaktion in CO umgewandelt wird. Der restliche Kohlenstoff wird anschließend in der dritten Stufe mit Wasser zusammengeführt, und in einer heterogenen Water-Gas-Shift-

¹¹³ Die Ausführungen in diesem Kapitel beruhen auf Informationen und Unterlagen der Firma Caphenia, insbesondere der Ausarbeitung "Ein neuer Prozess zur Herstellung von synthetischen Kraftstoffen" von Andreas Waibel, Februar 2020.

Reaktion in Kohlenmonoxid und Wasserstoff umgewandelt. Dieser Prozess erlaubt die Herstellung eines Synthesegases mit einem flexiblen Verhältnis zwischen CO und Wasserstoff, je nachdem, ob am Ende Flüssigkraftstoffe oder andere Produkte erzeugt werden sollen. Im Falle der Produktion von Flüssigkraftstoffen wird das für die Fischer-Tropsch-Synthese erforderliche Verhältnis von Wasserstoff zu Kohlenmonoxid von 2:1 gewählt.

Vorteil dieses Verfahrens ist es, dass die Stoffströme optimal ausgenutzt werden. Es gibt außer dem Zielprodukt Synthesegas keine Stoffströme, die aus dem Prozess austreten. Im Gegensatz dazu treten bei dem typischen PtL-Prozess bei der Elektrolyse Sauerstoff und bei der reverse Water-Gas-Shift-Reaktion Wasser als nicht benötigte Edukte aus, wodurch dem Prozess Energie verloren geht. Der Caphenia-Ansatz hat daher eine höhere Energieeffizienz als ein reiner PtL-Prozess.

Das von Caphenia entwickelte Verfahren bezieht den größten Teil der im Endprodukt steckenden Energie aus dem Methan, während der Stromverbrauch pro Tonne erzeugten Kerosins gemäß Berechnungen von Caphenia nur etwa 15% des Stromverbrauchs beim typischen PtL-Verfahren ausmacht. Bei Gewinnung des Methans aus fossilem Erdgas erfüllen somit die aus dem Prozess letztendlich resultierenden Flüssigkraftstoffe nicht die Anforderungen der Renewable Energy Directive an regenerative Kraftstoffe. Bei Gewinnung des Methans aus Biogas ergibt sich hingegen potenziell ein Kraftstoff mit einem sehr hohen GHG-Reduzierungsfaktor, wobei der tatsächliche Wert von der eingesetzten Biomasse abhängt.

Die Produktionskosten von Kerosin nach dem Caphenia-Verfahren sind im Falle der Verwendung von Methan aus fossilem Erdgas konkurrenzfähig mit konventionellem Kerosin. Bei Verwendung aus Biogas gewonnenem Methans sind die Preise höher, aber liegen weit unterhalb denen von PtL. Dafür aber handelt es sich bei dem Caphenia-Verfahren in der Hauptsache um ein biobasiertes und nicht um ein strombasiertes Verfahren.

Das Caphenia-Verfahren ist gegenwärtig nur eine Konzeptidee, und wurde erst im Labormaßstab getestet. Allerdings wurde ein zu realisierender Reaktor bereits von MAN entwickelt und konstruiert. Caphenia beabsichtigt, im Industriepark Infrasev Höchst in Frankfurt/Main eine Demonstrationsanlage zu errichten. In dieser Demonstrationsanlage soll das neuartige Verfahren mit einer Biogasanlage kombiniert werden, die dann zugleich als CO₂-Quelle dienen soll. Eine vorherige Reinigung dieses CO₂ ist hierbei nicht erforderlich.

Anhang 1: Strombedarf und erforderliche Kapazität zur Deckung des deutschen Kerosinbedarfs durch PtL

a) Strombedarf

Sachverhalt		Annahmen	
Jahresverbrauch Kerosin für Betankungen in Deutschland	in Tonnen	10.000.000	
entspricht	in cbm	12.500.000	Dichte Kerosin: 0,8 To./cbm
entspricht	in Litern	12.500.000.000	
entspricht Energiegehalt	in KWh	125.000.000.000	Energiegehalt Kerosin 10 KWh/L
entspricht	in TWh	125	
Demzufolge zur Herstellung von Kerosin benötigte Strommenge			
bei völlig verlustfreier Herstellung (theoretischer Wert)	in TWh	125	
Bei realistischen Konversionsverlusten (50%)	in TWh	250	50% Konversionsverlust

Dichte und Energiegehalt des Kerosins schwanken je nach Rohöl und Raffinationsprozess leicht. Die bei den Berechnungen zugrundegelegten Werte können als typisch angesehen werden, treffen aber nicht exakt auf ein einzelnes Kerosinbatch zu

b) Kapazitätserfordernis

Sachverhalt		Anmerkungen	
Zur Herstellung von Kerosin realistisch benötigte jährliche Strommenge	in TWh	250	
Umgerechnet in MWh	in MWh	250.000.000	1 TW = 1 Mio. MW
Für 250.000.000 MWh benötigte Kapazität bei			
8.760 Leistungsstunden/Jahr	in GW	28,54	= 250.000.000 / 8.760
4.380 Leistungsstunden/Jahr	in GW	57,01	= 250.000.000 / 4.380
1.510 Leistungsstunden/Jahr	in GW	165,56	= 250.000.000 / 1.510

8.760 Leistungsstunden = 365 Tage im Jahr x 24 Stunden (theoretisches Maximum)

4.380 Leistungsstunden = 365 Tage im Jahr x 12 Stunden (Sonnenscheinmaximum)

1.510 Leistungsstunden = Istwert für Deutschland 2018, berechnet als 157,5 TWh Stromerzeugung aus Wind und Sonne und einer installierten Kapazität von 104.250 MW

114

¹¹⁴ Umwelt-Bundesamt: Erneuerbare Energien ..., a.a.o, S.8/9

Anhang 2: Umrechnungsfaktoren und Definitionen

a) Größenordnungen

Kilo	10^3	= 1.000
Mega	10^6	= 1.000.000
Giga	10^9	= 1.000.000.000
Terra	10^{12}	= 1.000.000.000.000

b) Umrechnungen / Definitionen

Kubikmeter	1.000 Liter
Tonne	Definition: Das Gewicht eines Kubikmeters Wasser. 1 Tonne Kerosin entspricht rund 1,25 cbm, da das spezifische Gewicht von Kerosin nur etwa 0,8 beträgt
Watt	Definition: Die Leistung von 1 Joule für eine Sekunde.
Wattstunde	3.600 Joule Die in 1 Liter Kerosin enthaltene Energie entspricht etwa 10 Kilowattstunden

Anhang 3: Technical Readiness Level der einzelnen Prozessschritte

Sachverhalt	TRL	Kommentar	Kritische Aspekte
Erzeugung regenerativer Strom			
Photovoltaik, Windkraft	9	Etablierter Prozess	Keine kontinuierliche Verfügbarkeit
Wasserkraft, Geothermie	9	Etablierter Prozess	Kontinuierlich verfügbar, aber in Deutschland kaum ausbaubar
Elektrolyse			
Alkalische Elektrolyse	8	Etablierter Prozess für Chlor-Alkali-Elektrolyse	Nur eingeschränkt nutzbar bei diskontinuierlicher Stromverfügbarkeit
PEM (Polymer-Elektrolyt-Membran) Elektrolyse	7	Bis zu 5 MW praktisch erprobt	Geeignet bei diskontinuierlicher Stromverfügbarkeit, aber nicht erprobt
Hochtemperaturelektrolyse	4		Erfordert kontinuierliche Stromverfügbarkeit
Wasserstoffspeicherung			
In Tanks	9	Etablierter Prozess	Extrem teuer bei Nutzung für Speicherung sehr großer Mengen
Chemisch	7	Für Transport von Wasserstoff über längere Strecken entwickeltes Verfahren	Für operative Lagerung eher ungeeignet, da Lösung nicht kurzfristig möglich
In Kavernen	4	Potentiell wesentlich kostengünstiger als Lagerung in Tanks	Lagerstätten nicht überall verfügbar, noch wenig erforscht
CO2-Quellen			
Gewinnung aus Verbrennungsabgasen (z.B. Kraftwerk)	4	Bei fossilem Brennstoff (z.B. Kohle) kein geschlossener CO2-Kreislauf	Reinigung auf von Synthese benötigte Qualität bisher nicht erprobt
Gewinnung aus rohstoffbedingten Emissionen (z.B. Zementwerk)	4	Kein geschlossener CO2-Kreislauf	Reinigung auf von Synthese benötigte Qualität bisher nicht erprobt
Gewinnung aus biobasierten Industriequellen (z.B. Biogasanlage)	6		Kleine, weit verstreute Anlagen; Menge begrenzt
Gewinnung aus der Luft - Niedrigtemperaturverfahren	7		Gegenwärtig noch teuer; Auswirkungen des CO2-Entzugs aus Umwelt unklar
Gewinnung aus der Luft - Hochtemperaturverfahren	?	Energieaufwand zur Erreichung hoher Temperaturen	Gegenwärtig noch teuer; Auswirkungen des CO2-Entzugs aus Umwelt unklar
Synthese zu Kerosin			
Fischer-Tropsch	9	Kommerzielle Nutzung (Millionen Tonnen) für Synthese aus Kohle / Erdgas	Erfordert Reverse-Water-Gas-Shift
Methanolsynthese	4		ASTM-Zulassung noch nicht begonnen
Synthese aus höheren Alkoholen	?		ASTM-Zulassung noch laufend

Reverse-Water-Gas-Shift sowie die Lagerung von CO₂ sind etablierte Verfahren und daher mit TRL 9 einzustufen. Der STL-Ansatz sowie das Caphenia-Verfahren sind in einem sehr frühen Entwicklungsstadium (TRL 4 für STL, TRL 3 für das Caphenia-Verfahren).

Bibliographie

Ausfelder, Florian und Dura, Hanna (Hrsg.): Optionen für ein nachhaltiges Energiesystem mit Power-to-X-Technologien - 2. Roadmap des Kopernikus-Projektes "Power-to-X", erschienen am 31. August 2019 in Frankfurt am Main.

Batteiger, Valentin / Falter, Christoph / Sizmann, Andreas: Prospects and sustainability of large-scale CO₂ provision for synthetic jet fuel production, Vortrag auf dem 9th Carbon Dioxide Utilization Summit, Reykjavík, 19.10.2017.

Bullerdiek, N.; Buse, J.; Dögnitz, N.; Feige, A.; Halling, A.-M.; Hauschild, S.; Hawighorst, P.; Kaltschmitt, M.; Kuchling, T.; Kureti, S.; Majer, S.; Marquardt, C.; Müller-Langer, F.; Neuling, U.; Oehmichen, K.; Pechstein, J.; Posselt, D.; Scheuermann, S.; Schripp, T.; Stein, H.; Zschocke, A. (2019): Einsatz von Multiblend-JET-A-1 in der Praxis. Zusammenfassung der Ergebnisse aus dem Modellvorhaben der Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie. DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützig GmbH, Leipzig.

Fasihi, Mahdi / Efimova, Olga / Breyer, Christian: Techno-economic assessment of CO₂ direct air capture plants, in: Journal of Cleaner Production 224 (2019), S. 957 - 980.

Frontier economics: The future cost of electricity-based synthetic fuels, April 2018.

König, Daniel H. / Freiberg, M. / Dietrich, R.-U. / Wörner, A.: Techno-ökonomische Analyse der Herstellung flüssiger Kohlenwasserstoffe unter Nutzung von H₂ und CO₂ aus industriellen Quellen; Präsentation auf dem Jahrestreffen Energieverfahrenstechnik, Bonn, 24. Februar 2015.

Lechleitner, Simon: Ganzheitliche Betrachtung der Kraftstofferzeugung aus Strom unter Einbeziehung von CO₂-Quellen am Fallbeispiel Deutschland; Mittweida 2016.

Leeson, D. / Mac Dowell, N. / Shah, N. / Petit, C. / Fenell, P.S.: A Techno-economic analysis and systematic review of carbon capture and storage (CCS) applied to the iron and steel, oil refining and pulp and paper industries, as well as other high purity sources, in: International Journal of Greenhouse Gas Control 61 (2017), S. 71-74.

Mitrova, Tatjana / Melnikov, Yury / Chugunov, Dmitry: The Hydrogen Economy - a path towards low carbon development, Moskau, Juni 2019.

Moses, C.A. / Wilson, G. / Roeds, Piet: Evaluation of Sasol synthetic kerosene for suitability as jet fuel; San Antonio / Sasolburg, December 2003.

Peter, Stefan: Modellierung einer vollständig auf erneuerbaren Energien basierenden Stromerzeugung im Jahr 2050 in autarken, dezentralen Strukturen, München 2013.

Rauch, Reinhard / Hofbauer, Hermann / Neuling, Ulf / Kaltschmitt, Martin: Biokerosene Production from Bio-Chemical and Thermo-Chemical Biomass Conversion and Subsequent Fischer-Tropsch Synthesis, p. 507, in: Martin Kaltschmitt / Ulf Neuling (Hrsg.): Biokerosene - Status and Prospects; Heidelberg 2018.

Schmidt, Patrick / Batteiger, Valentin / Roth, Arne / Weindorf, Werner / Raksha, Tetyana: Power-to-Liquids as Renewable Fuel Option for Aviation: A Review, in: Chemie Ingenieur Technik 2018, 90 (1-2), 127-140.

Smolinka, Tom / Tabu Ojong, Emile / Garche, Jürgen: Hydrogen Production from Renewable Energies - Electrolyzer Technologies, in: Patrick T. Moseley / Jürgen Garche: Electrochemical Energy Storage for Renewable Sources and Grid Balancing, Amsterdam 2015.

Smolinka / Wiebe/ Sterchele / Palzer / Lehner / Jansen / Kiemel / Miehe / Wahren / Zimmermann: Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen

Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme,
Berlin 2018.

Specht / Bandi / Elser / Heberle / Maier /
Schaber / Weimer: CO₂-Recycling zur
Herstellung von Methanol; Endbericht an das
Land Baden-Württemberg, Juli 2000.

Umwelt-Bundesamt: Erneuerbare Energien in
Deutschland - Daten zur Entwicklung im Jahr
2018; Dessau-Roßlau März 2019.