

Konzeptionelle und technische Ausgestaltung einer Entwicklungsplattform für Power-to-Liquid-Kraftstoffe

Abschlussbericht



GRIESEMANN

TUHH
Technische Universität Hamburg



Abschlussbericht

Konzeptionelle und technische Ausgestaltung einer Entwicklungsplattform für Power-to-Liquid-Kraftstoffe

Der vorliegende Bericht entstand im Rahmen einer Studie zur „Konzeptionellen und technischen Ausgestaltung einer Entwicklungsplattform für PtL-Kraftstoffe“ im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI). Der Auftrag wurde von einem Konsortium aus dem Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), der Technischen Universität Hamburg (TUHH) und der Griesemann Gruppe / John Brown Voest GmbH (JBV) durchgeführt.

Projektleitung DLR: Prof. Dr. Manfred Aigner

Projektleitung TUHH: Prof. Dr. Martin Kaltschmitt

Projektleitung JBV: Uwe Gaudig

Autoren: Dr. Christoph Arndt, Dr. Ulf Neuling, Martin Vorsatz, Dr. Juliane Prause, Uwe Molzberger, Dr. Patrick Le Clercq, Guido Frech, Heiko Wollenweber, Dr. Heiko Tauchnitz, Dr. Thorsten Jänisch

Datum: 10.08.2021

Disclaimer

Der nachfolgende Bericht beinhaltet Texte, Darstellungen und Schlussfolgerungen, die als Arbeitsergebnis des mit der Vorstudie beauftragten Konsortiums entstanden sind.

Die in diesem Bericht vertretenen Auffassungen liegen ausschließlich in der Verantwortung der Verfasser/innen und spiegeln nicht notwendigerweise die Meinung des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) als Auftraggeber wider. Mit diesem Bericht ist keine rechtsverbindliche Äußerung des BMVI verbunden.

Der Bericht wurde mit größtmöglicher Sorgfalt erstellt. Die vorliegende Darstellung basiert auf einem möglichen, jedoch in jeder Hinsicht unverbindlichen Szenario. Verschiedene – und als solche über Fußnoten gekennzeichnete – Stellen bei der organisatorischen Ausgestaltung der PtL-Entwicklungsplattform wurden unter Hinzuziehung externen Sachverständigen plausibilisiert, aber nicht abschließend und im Detail rechtssicher geprüft.

Mit der Einhaltung der hier aufgeführten Vorschläge werden noch keine Leistungs- oder Erstattungsansprüche gegenüber der Bundesregierung begründet. Ein Vertragsverhältnis mit der Bundesregierung kommt dadurch nicht zustande.

Zusammenfassung

Strombasierte Flüssigkraftstoffe (Power-to-Liquid, PtL) sind zum Erreichen der ambitionierten, nationalen EU-Klimaschutzziele insbesondere in der Luft- und Schifffahrt, aber z. T. auch im Schwerlastverkehr, notwendig, da infolge der langen technischen Nutzungsdauer der entsprechenden Flugzeuge / Schiffe / schweren Nutzfahrzeuge eine Defossilisierung bis 2045 ansonsten nicht erreichbar ist. Zudem sind langfristig in diesen Verkehrsbereichen keine plausiblen alternativen Verfahren absehbar, die vergleichbar hohe Leistungsdichten wie flüssige Kraftstoffe ermöglichen. Für einen merklichen Beitrag zur Treibhausgas (THG)-Minderung müssen PtL-Kraftstoffe bis 2030 bereits großtechnisch produziert und in energiewirtschaftlich relevanten Mengen in den Markt gebracht werden. Dafür werden optimierte verfahrenstechnische Lösungen benötigt, die nachweisbar und substantiell zum Klimaschutz beitragen können. Um hierfür den Weg zu bereiten, wird eine Plattform zur Erforschung und Hochskalierung der Technologien zur Herstellung normenkonformer PtL-Kraftstoffe benötigt. Auch muss das erfolgreiche Zusammenspiel der verschiedenen benötigten Einzelkomponenten mit jeweils unterschiedlicher technologischer Reife demonstriert und, im Sinne einer Minimierung der Kraftstoffkosten und der Maximierung der Ausbeuten, optimiert werden. Das vorgeschlagene Konzept einer Demonstrationsanlage in einem semi-industriellen Maßstab von 10 000 t/a, gekoppelt mit einem Forschungsstrang zur Weiterentwicklung innovativer Anlagenteile, schließt diese Lücke und unterstützt gleichzeitig die ebenfalls notwendige Netzwerkbildung zwischen Forschung, Industrie, Administration und Gesellschaft. Damit ermöglicht es dieses Konzept erstmals, nennenswerte Mengen an normenkonformen PtL-Kraftstoffen verfügbar zu machen, mit denen anschließend die praktische Nutzung in vorhandenen Flugzeugen, Schiffen und schweren Nutzfahrzeugen demonstriert werden kann. Dadurch können Wege zur Defossilisierung der genannten Mobilitätssektoren, die auch weiterhin auf flüssige Energieträger mit einer hohen Energiedichte angewiesen sein werden, aufgezeigt, demonstriert, optimiert und letztlich auch realitätsnah bewertet werden.

Das hier vorgeschlagene Konzept umfasst einerseits einen modular aufgebauten Demonstrationsstrang für Technologiekomponenten, welche bereits einen höheren technischen Reifegrad (Technology Readiness Level, TRL) erreicht haben. Diese Komponenten können auf der Plattform in einem quasi-industriellen Maßstab demonstriert werden. Trotzdem sind Umbauten auch auf andere Anlagenkomponenten einfach möglich. Des Weiteren beinhaltet die Plattform einen mit dem Demonstrationsstrang eng verwobenen Forschungsstrang mit einem insgesamt deutlich kleineren Massendurchsatz. In diesem Forschungsstrang können innovative und vielversprechende, aber noch nicht ausgereifte Technologien unter realen Bedingungen getestet und weiterentwickelt werden. Der Forschungsstrang ermöglicht die Erforschung der Module in einem Gesamtkontext und bildet somit eine Brücke zwischen Labormaßstab und Demonstrationsanlage. Sowohl im Demonstrations- als auch im Forschungsstrang soll zur Weiterentwicklung der PtL-Technologie – zusammen mit

entsprechenden industriellen und Forschungspartnern – im Rahmen entsprechender Projekte beigetragen werden. Je nach Engagement der jeweiligen Partner soll dies auch die Kraftstoffnutzung umfassen.

Für den anvisierten Betrieb der Plattform von 2025 bis 2034 wurden Forschungsleitfragen erarbeitet, die einen ganzheitlichen Ansatz vom Bezug der erneuerbaren Energie und dem grünen CO₂ über die Herstellung und Qualifizierung der Kraftstoffe bis zu deren Einsatz sowie eine Analyse der Umwelt- und Klimawirkung umfassen und zusammen mit entsprechenden Partnern in den kommenden Jahren adressiert werden müssen. Dies inkludiert u. a. folgende Aspekte:

- Erprobung, Entwicklung und Demonstration neuer Technologien und Prozesse zur Herstellung normenkonformer strombasierter Kraftstoffe (Power-to-Liquid (PtL)), insbesondere für die Luftfahrt
- Technische, ökonomische und ökologische Optimierung des Gesamtprozesses sowohl als stand-alone Anlage als auch als Teil einer Raffinerie unter Einbindung innovativer Komponenten und Konzepte
- Untersuchung und Weiterentwicklung neuartiger und hoch-innovativer Prozess-Routen, -Schritte und -Konzepte
- Optimierung der Kraftstoffzusammensetzung im Hinblick auf
 - (a) zertifizierungsfähige Drop-In und Near Drop-In Anwendungen insbesondere im Hinblick auf die Anforderungen der jeweiligen Endnutzung,
 - (b) lokale und globale Umweltwirkungen, Schadstoff-Reduktions-Potenzialen, technische Performance,
 - (c) Auswirkung auf Logistik und Handling, Misch-Verhalten mit anderen Kraftstoffen, Langzeitlagerung / Alterungsverhalten, Materialverträglichkeit,
- Innovative Aspekte der Nutzung von Offgas und anderen Nebenströmen.

Zusätzlich dazu wurden Vorschläge für die organisatorische Ausgestaltung einer derartigen Plattform entwickelt und in beispielhafter Form ausgeführt; dazu wurden Fragen des Beihilfe-, Zuwendungs- und Steuerrechts problemadäquat und situationsabhängig diskutiert. Diese Vorschläge waren geleitet von dem Ziel, u. a. (a) einen technisch und organisatorisch erfolgreichen Betrieb einer derartigen Plattform zu ermöglichen, (b) eine offene Arbeitsatmosphäre sicherzustellen, damit auch am Markt konkurrierende kleine und große Unternehmen, die an sehr unterschiedlichen Stellen der gesamten Wertschöpfungskette angesiedelt sein können, partnerschaftlich Technologieentwicklung betreiben können, und (c) die Technologieführerschaft Deutschlands in diesem Bereich zur Erlangung bzw. langfristig zu sichern.

Insgesamt wurde in dieser umfangreichen Studie aufgezeigt,

- dass eine derartige Plattform technisch machbar ist und eine Demonstrations- und eine Forschungskomponente enthalten sollte, um nachhaltig die Lücke zwischen der in Deutschland bisher üblichen Forschung und der industriellen Umsetzung zu überwinden,
- welcher Platzbedarf und welche Infrastruktur minimal für eine normenkonforme Kraftstoffproduktion notwendig sind und wie die unterschiedlichen Anlagenkomponenten angeordnet werden könnten,
- dass in Deutschland mindestens 16 geeignete Standorte (u. a. auf vorhandenen Chemieparks) existent sind, die für den erfolgreichen Betrieb einer derartigen Plattform einzuhaltende Mindestkriterien gut erfüllen,
- wie eine Organisationsform aussehen kann, die einen entsprechenden Demonstrations- und Forschungsbetrieb – auch mit z. T. sehr unterschiedlichen externen Industrie- und Forschungspartnern – ermöglichen,
- dass der Finanzbedarf für die notwendigen Investitionen sowie die operativen Kosten für einen Betrieb relativ verlässlich abgeschätzt werden können, dieser aber sehr stark von den jeweiligen Gegebenheiten an einem potenziellen Standort – und der dort ggf. vorhandenen Infrastruktur – abhängt, und
- dass die Realisierungszeiträume aufgrund u. a. der legalen Vorgaben nicht zu unterschätzen sind und deshalb – soll die Plattform zeitnah merklich zum Klimaschutz im Mobilitätssektor, insbesondere in der Luftfahrt, beitragen – unverzüglich mit einer forcierten Umsetzung begonnen werden muss.

Inhaltsverzeichnis

Disclaimer	3
Zusammenfassung.....	4
Einleitung.....	9
Teil 1: Präsentationsfolien	11
Teil 2: Schriftlicher Bericht.....	80
1. Umsetzungskonzept für den Demonstrationsstrang	81
1.1. Einleitung.....	81
1.2. Grundlegende Überlegungen zum Demonstrationsstrang	81
1.3. Technologieauswahl	84
1.4. Rahmenannahmen und Konfigurationen.....	85
1.5. Technologie- und Anlagenbeschreibung.....	89
1.6. Ergebnisse der Modellierung.....	96
1.7. Abgrenzung vom Stand der Technik und nationalen Vorhaben	108
1.8. Zusammenfassung	112
2. Standortanalyse	118
2.1. Einleitung.....	118
2.2. Methodik	118
2.3. Analyse und Ergebnisse	120
2.4. Zusammenfassung	131
3. Planung des Demonstrationsstrangs	134
3.1. Einleitung.....	134
3.2. Regelwerke und technische Normen	134
3.3. Technische Beschreibung.....	137
3.4. Kostenschätzung.....	151
3.5. Terminplan.....	154
3.6. Zusammenfassung	156

4. Planung eines Forschungsstrangs	157
4.1. Einleitung und Ziele des Forschungsstrangs	157
4.2. Technische Beschreibung des Forschungsstrangs	158
4.3. Grundlagen der Auslegung.....	162
4.4. Beschreibung und Forschungsthemen für Einzelmodule.....	170
4.5. Smarte Fabrik Konzept am EPP Forschungsstrang	179
4.6. Ausrüstung für Prozesskontrolle und Analysentechnik	180
4.7. Entwurf Sicherheitskonzept des Forschungsstranges.....	185
4.8. Kostenschätzung des Forschungsstrangs.....	185
4.9. Personalbedarf des Forschungsstrangs	188
4.10. Forschungsleitfragen	189
5. Organisatorische Ausgestaltung	191
5.1. Einleitung.....	191
5.2. Mögliche staatliche Finanzierungsformen einer PtL-Plattform	191
5.3. Potentielle Körperschaften für die Umsetzung einer PtL-Plattform	193
5.4. Administrative und organisatorische Ausgestaltung einer PtL-Plattform	196
5.5. Geld- und Werteflüsse in der empfohlenen Organisationsstruktur	203
5.6. Steuerrechtliche Bewertung der empfohlenen Organisationsstruktur	214
5.7. Zusammenfassung	215
6. Betriebs- und Gesamtkosten	218
6.1. Einleitung.....	218
6.2. Personalbedarf einer Entwicklungsplattform für PtL-Kraftstoffe.....	218
6.3. Betriebskosten.....	222
6.4. Raumbedarf	224
6.5. Gesamtbudget und Kostenhochlauf.....	224
7. Anhänge	228

Einleitung

Im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) hat ein Konsortium aus dem Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), der Technischen Universität Hamburg (TUHH) und der Griesemann Gruppe / John Brown Voest GmbH (JBV) eine Studie zur „Konzeptionellen und technischen Ausgestaltung einer Entwicklungsplattform für Power-to-Liquid (PtL)-Kraftstoffe“ durchgeführt. Das Ziel dieser Untersuchung war es, ein Konzept für den Bau, den Betrieb und die organisatorische Ausgestaltung einer modular aufgebauten **Entwicklungsplattform für PtL-Kraftstoffe (EPP)** zu erarbeiten. Diese zu konzeptionierende Anlage soll in der Lage sein, in einer bisher nicht existierenden Größenordnung normenkonforme PtL-Kraftstoffe zu produzieren und dadurch eine optimierte technische Machbarkeit zu demonstrieren. Gleichzeitig soll sie eine Plattform zur Erforschung, Entwicklung und Erprobung neuartiger Technologiekomponenten entlang des gesamten PtL-Herstellungsprozesses darstellen und dadurch helfen, vielversprechende innovative Technologien auf deutlich höhere TRLs zu heben – und damit einen technischen und ökonomischen Marktdurchbruch für die PtL-Technologien zu unterstützen.

Mit dem vorliegenden Abschlussbericht werden die Ergebnisse dieser umfassenden Studie dargestellt. Die Dokumentation gliedert sich in zwei Teile:

Teil 1: Präsentationen des finalen Workshops vom 15. Juli 2021

Teil 2: Schriftlicher Bericht

In **Teil 1** befinden sich die Präsentationen des Abschlussworkshops vom 15. Juli 2021, mit denen die Ergebnisse dieser Untersuchung der Fachöffentlichkeit mit über 150 Teilnehmenden umfassend erläutert wurden.

- Die erste dieser Präsentationen „EPP Übersichtsvortrag“ diskutiert die Motivation für eine derartige PtL-Plattform, beschreibt das generelle Vorgehen und die Inhalte der einzelnen Arbeitspakete sowie deren wichtigsten Ergebnisse.
- Die zweite Präsentation beschreibt und begründet die Vorgehensweise zur Auswahl der Einzelkomponenten für den Demonstrations- und den Forschungsstrang der Plattform. Für den Demonstrationsstrang wird ein begründeter Vorschlag bzgl. der Komponenten, auf Basis derer die Plattform aufgebaut sein sollte, abgeleitet.
- Die dritte Präsentation inkludiert Aspekte der technischen Auslegung der einzelnen Plattformkomponenten, deren Zusammenspiel im Sinne einer Produktionsanlage und deren örtliche Allokation bei einer begrenzt vorhandenen Standortfläche, sowie die dafür geschätzten Kosten.

- Die vierte Präsentation diskutiert Aspekte und Überlegungen einer organisatorischen Ausgestaltung einer derartigen Plattform, durch die u. a. einerseits ein entsprechender Versuchsbetrieb gewährleistet und andererseits eine Offenheit gegenüber Dritten aus Industrie und Forschung sichergestellt werden kann.

Diese Präsentationen geben damit einen guten und vollständigen Überblick der vorliegenden Studie und erläutern die Ergebnisse in einem geeigneten Detailgrad, sodass Fachleute die methodische Vorgehensweise nachvollziehen und die dargestellten Erkenntnisse und Ergebnisse plausibilisieren können.

Teil 2 beinhaltet den schriftlichen Bericht mit den relevanten Daten, Zwischen- und Endergebnissen. Dieser Teil stellt damit eine umfassende und ausführliche Dokumentation sämtlicher Aspekte der untersuchten Fragestellung dar.

- In Kapitel 1 wird die Konzeptionierung eines Demonstrationsstrangs erläutert. Die Auswahl von PtL-Technologien für den Demonstrationsstrang basiert auf einer intensiven Recherche des Stands der Technik sowie einer Befragung von Expertinnen und Experten aus Industrie und Forschung.
- In Kapitel 2 liegt der Fokus auf einer Standortanalyse. Auf Basis eines umfangreichen Kriterienkataloges und einer Bewertungsmatrix wurden potenziell geeignete Industrie-Standorte für die Errichtung und den Betrieb der EPP identifiziert.
- In Kapitel 3 und 4 werden die Ergebnisse der Auslegung und Konzeptionierung des Demonstrations- und Forschungsstrangs der EPP beschrieben sowie Kostenschätzungen zu den Investitionskosten vorgestellt.
- Kapitel 5 enthält die Ergebnisse der organisatorischen Ausgestaltung einer Entwicklungsplattform sowie eine Darstellung der geschätzten Betriebs- und Gesamtkosten.

Teil 1: Präsentationsfolien

Präsentation 1

Übersichtsvortrag

zur

Entwicklungsplattform für PtL-Kraftstoffe

beauftragt durch



Bundesministerium
für Verkehr und
digitale Infrastruktur

Konzeptionelle und technische Ausgestaltung einer **Entwicklungs-Plattform für PtL-Kraftstoffe**

Manfred Aigner (Vortragender)

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR)

Institut für Verbrennungstechnik, Stuttgart



15. Juli 2021

Die im Folgenden vertretenen Auffassungen liegen ausschließlich in der Verantwortung des Verfassers und spiegeln nicht notwendigerweise offizielle Positionen des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) als Auftraggeber wider. Damit sind keine rechtsverbindlichen Äußerungen des BMVI verbunden.



Entwicklungsplattform für PtL-Kraftstoffe

Projekt-Beteiligte

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR)

- Prof. Dr. Manfred Aigner
- Dr. Christoph Arndt
- Dr. Marina Braun-Unkhoff
- Prof. Dr. K. Andreas Friedrich
- Dr. Thorsten Jänisch
- Dr. Markus Köhler
- Dr. Patrick Le Clercq
- Uwe Molzberger
- Dr. Juliane Prause
- Heiko Wollenweber
- weitere Mitarbeitende des Projekt-Teams

Technische Universität Hamburg (TUHH)

- Stefan Bube
- Fabian Carels
- Prof. Dr. Martin Kaltschmitt
- Dr. Ulf Neuling
- Tjerk Zitscher
- weitere Mitarbeitende des Projekt-Teams

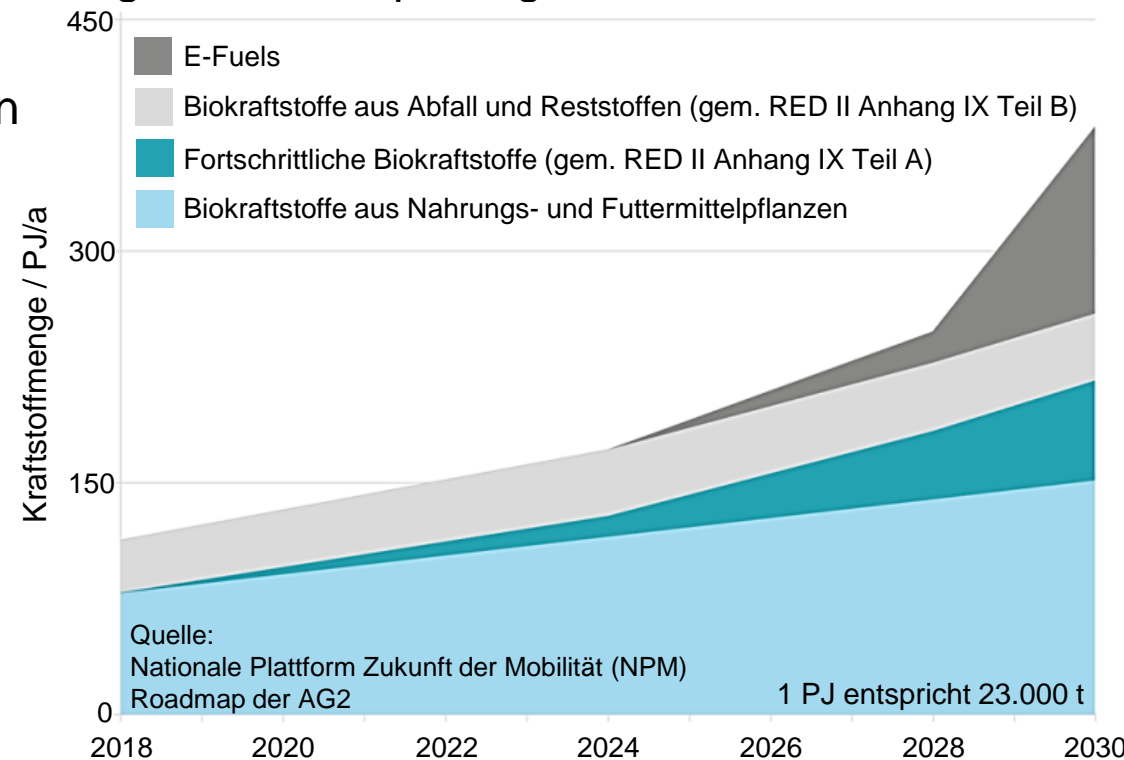
Griesemann Gruppe / John Brown Voest GmbH (JBV)

- Uwe Gaudig
- Martin Vorsatz
- weitere Mitarbeitende des Projekt-Teams

Strombasierte Kraftstoffe

Hintergrund

- Strombasierte Kraftstoffe (**Power-to-Liquid**, PtL) sind zum Erreichen der Klimaschutzziele im Straßenverkehr sowie in der Schifffahrt notwendig und in der Luftfahrt alternativlos
 - Biokraftstoffe werden ebenfalls benötigt, aber für die notwendige THG-Einsparung im Verkehr ist die verfügbare Rohstoffbasis nicht ausreichend
 - Strom- und biomassebasierte Kraftstofferzeugungsrouten können ideal kombiniert werden (Bereitstellung von Kohlenstoff durch Biomasse)
- Um die ambitionierten und gesetzlich verankerten Klimaschutzziele zu erreichen, müssen PtL-Kraftstoffe **bis 2030** großtechnisch produziert und in den Markt gebracht werden
- Experten-Gremien (z.B. NPM) und Luftfahrt-Industrie fordern Markthochlauf von strombasierten Kraftstoffen
- In Deutschland ist eine Quote für PtL-Kerosin vorgesehen (0,5% in 2026, ansteigend auf 2% (ca. 200.000 t) in 2030)



Strombasierte Kraftstoffe für die Luftfahrt

Status Quo 2019 (vor Corona)

- 915 Mio. Tonnen CO₂ Emissionen weltweit durch den Luftverkehr
 - 2,8% der anthropogenen CO₂ Emission, 12% des Transport-Sektors
 - 2-3-fach höhere Klimawirkung durch nicht-CO₂-Effekte (z.B. Kondensstreifen)¹
 - 80% der CO₂ Emissionen der Luftfahrt stammen von Flügen >1500 km

Handlungsbedarf

- Klima: Reduktion der Emissionen und Klimawirkung (CO₂ und nicht-CO₂)
- Umwelt: Verbesserung der lokalen Luftqualität
- Regulatorisch: PtL-Quote in Deutschland (2% in 2030)

Handlungsoptionen

- Neuartige Antriebe (Hybrid-elektrisch, Wasserstoff):
nicht vor 2035, nur für Kurz- und ggf. Mittelstrecke
- Nachhaltige Flug-Kraftstoffe (SAF²):
Sofort einsatzbereit, Reduktion der CO₂ bis zu 95%; zusätzlich nicht-CO₂-Effekte³
→ **Unterstützung der Technologie-Skalierung für PtL, Produktionshochlauf**

¹ D.S. Lee et al., Atmospheric Environ. 244 (2021)

² SAF: Sustainable Aviation Fuels

³ C. Voigt et al., Commun. Earth Environ. 114 (2021)

Entwicklungsplattform für PtL-Kraftstoffe

Ziele (1/2)

Aufbau einer Plattform zur Erforschung der Produktion von strombasierten Kraftstoffen (PtL) im semi-industriellen Maßstab

- Entwicklung, Demonstration, Optimierung und Monitoring von Verfahren und **Technologien zur Produktion strombasierter Kraftstoffe** im Maßstab bis zu 10.000 t/a
- Ermittlung der **Herstellungskosten** von PtL und Analyse der Kostenreduktionspotenziale
- Aufbau und Untersuchung der **gesamten Prozesskette** – von Kohlenstoff- und Wasserstoff-Quellen zum fertigen, **normgerechten Kraftstoff**
- Erfahrung, Grundlagen, Auslegungs-Werkzeuge für eine spätere **Hochskalierung** auf kommerzielle Anlagen
- Erforschung und Optimierung der **einzelnen Komponenten** im Hinblick auf den späteren Einsatz in kommerziellen Anlagen sowie deren **Integration** in Gesamtanlagen

Entwicklungsplattform für PtL-Kraftstoffe

Ziele (2/2)

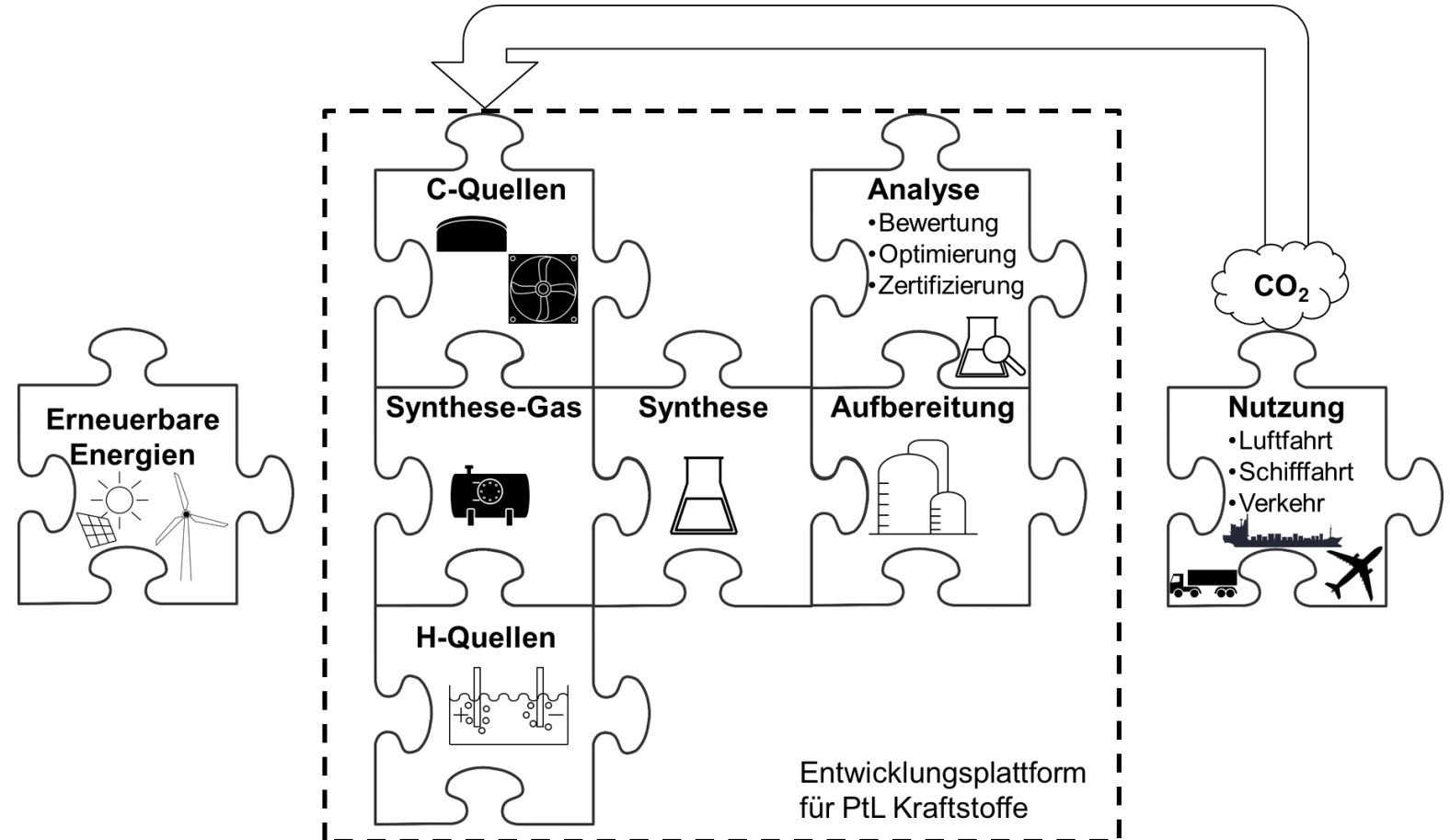
Aufbau einer Plattform zur Erforschung der Produktion von strombasierten Kraftstoffen (PtL) im semi-industriellen Maßstab

- Bewertung von PtL-Kraftstoffen und Optimierung der Kraftstoffeigenschaften für die **Anwendung** in Luftfahrt, Schifffahrt und für ausgewählte Teile des Landverkehrs
- Aufbau eines **Forschungsstrangs** zur Untersuchung der Kopplung der verschiedenen Prozessschritte und zur Weiterentwicklung und Integration aussichtsreicher Technologien mit niedrigem TRL
- **Plattform für Kommunikation** und **Netzwerkbildung** und **Beteiligung von Partnern** aus Industrie, Wissenschaft, Politik und Gesellschaft. Beispielsweise in Form eines Nutzer-Vereins
- Kristallisationspunkt für eine **Technologieführerschaft** in diesem Bereich

Entwicklungsplattform für PtL-Kraftstoffe

Demonstrationsstrang (DS)

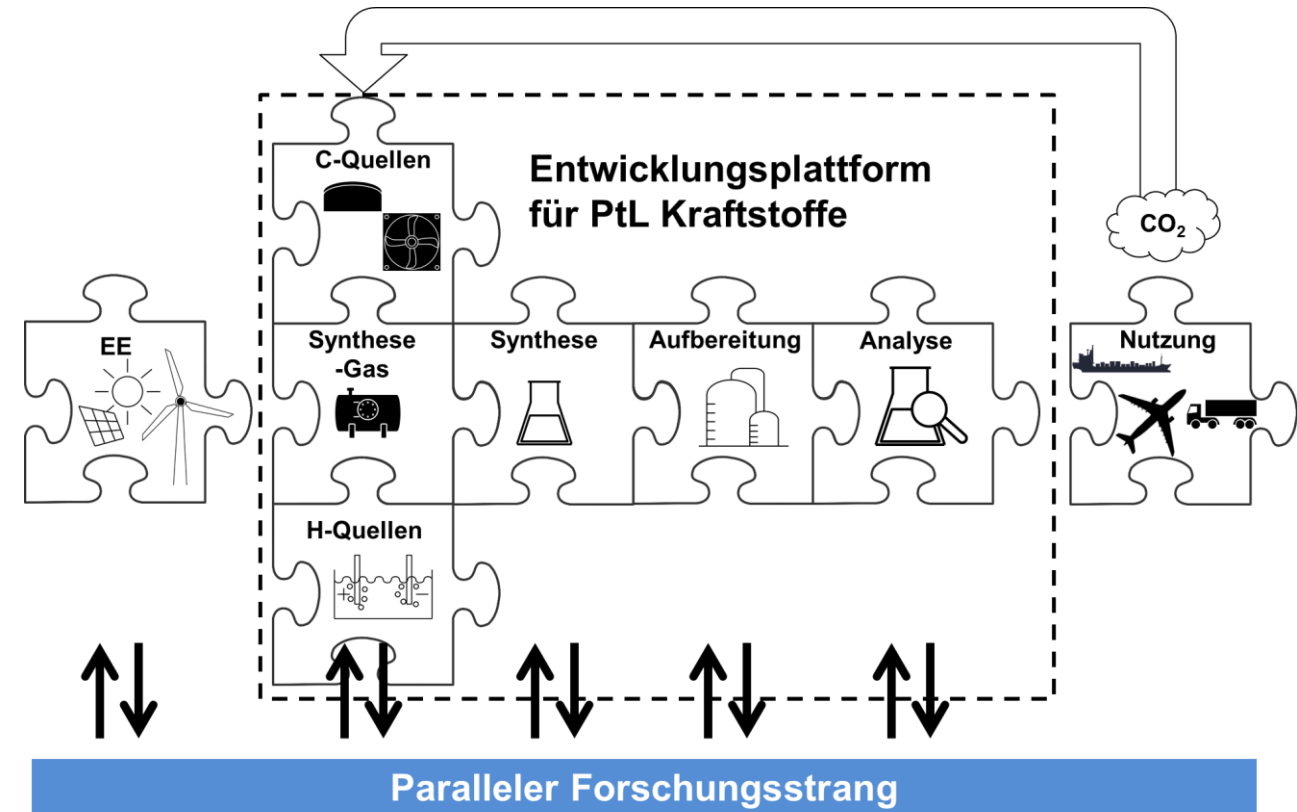
- Gesamte Prozesskette von erneuerbare Energien bis zur Nutzung im Flugzeug oder Schiff
- Erprobte Komponenten, um ausreichenden Betrieb des DS zu erreichen
- Modularer Aufbau, um unterschiedliche Prozesse, Technologien und Komponenten zu untersuchen
- Maßstab 10.000 t/a



Entwicklungsplattform für PtL-Kraftstoffe

Forschungsstrang (FS)

- Erprobung, Entwicklung und Demonstration neuartiger Technologien und innovativer Prozesse mit derzeit niedrigem TRL im Technikums-Maßstab
- Detaillierte wissenschaftliche Analyse und Optimierung einzelner Komponenten
- Optimierung der Kraftstoffzusammensetzung hinsichtlich Effizienz und Umweltverträglichkeit
- Optimierung der PtL-Erzeugung unter Einbindung fluktuierender Energiequellen
- Integrierte Nutzung der Off-Gase und Zwischenprodukte
- Integration relevanter wissenschaftlicher und industrieller Forschungs-Partner



Entwicklungsplattform PtL-Kraftstoffe

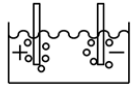
Stand der Planung

- Auftrag für **Planungsphase** („Konzeptionelle und technische Ausgestaltung einer Plattform für PtL-Kraftstoffe“) im September 2020 von BMVI an **Konsortium aus DLR, Griesemann Gruppe und TUHH** vergeben
- Vier Arbeitspakete:
 - AP1: **Konzeption** eines Demonstrationsmoduls der PtL-Plattform
 - Expertenworkshop und -interviews zur Technologieauswahl mit Industrie und Wissenschaft
 - AP2: **Standortanalyse**
 - Bewertung von 61 Standorten mit Hilfe von Fragebögen zu Mindestkriterien
 - Nutzwertanalyse von 18 potentiell geeigneten Standorten anhand eines weiteren Kriterienkataloges
 - AP3: Planung des Demonstrations- und Forschungsmoduls
 - **Pre-Basic-Engineering**, Aufstellungsplan, Kostenanalyse
 - AP4: Entwicklung der **organisatorischen Ausgestaltung** einer PtL-Plattform
 - Organisation
 - Betriebskostenanalyse
 - Einbindung weiterer Akteure

AP1: Expertenworkshop und -interviews

- Einzel-Interviews und Workshop mit Expert*Innen aus Industrie, KMU, Wissenschaft, Forschung
 - Feedback zu einer vom Konsortium durchgeführten Technologie-Bewertung und -Auswahl
 - Experten-Einschätzungen zu den TRLs der unterschiedlichen Prozess-Technologien und –Schritte

H₂-Bereitstellung



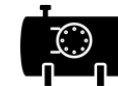
- AEL verfügt über höchstes TRL und beste Skalierbarkeit, PEMEL kann je nach Anwendungsfall Vorteile haben
- SOEL ist für PtL-Prozess eine vielversprechende Technologie weist aber zu geringes TRL auf

CO₂-Bereitstellung



- Aminwäsche ist das einzige Verfahren zur Abtrennung von CO₂ aus Punktquellen, mit dem sich eine hohe CO₂-Reinheit erzielen lässt
- Je nach Feedgas evtl. weitere Schritte nötig

Synthesegas- Erzeugung



- rWGS weist höchstes TRL in Kombination mit Zielkonformität auf, Skalierung wird als relativ unproblematisch bewertet
- Co-Elektrolyse weist großes Potenzial auf, aber zu geringes TRL

Fischer-Tropsch- Synthese



- HT-FT-Synthese ist für Kerosinherstellung ungeeignet
- Bei NT-FT-Synthese kann Downscaling zur Herausforderung werden, i.B. Druckmanagement

Aufbereitung von FT- Produkten



- Errichtung einer entsprechenden Anlage unproblematisch
- Hydrocracking entscheidend, sollte gemeinsam mit FT-Synthese geplant und ausgelegt werden

Methanol- & DME- Synthese



- MeOH-Synthese mit CO₂ & H₂ kann im benötigten Maßstab umgesetzt werden und weist Vorteile gegenüber Synthese mit CO & H₂ auf

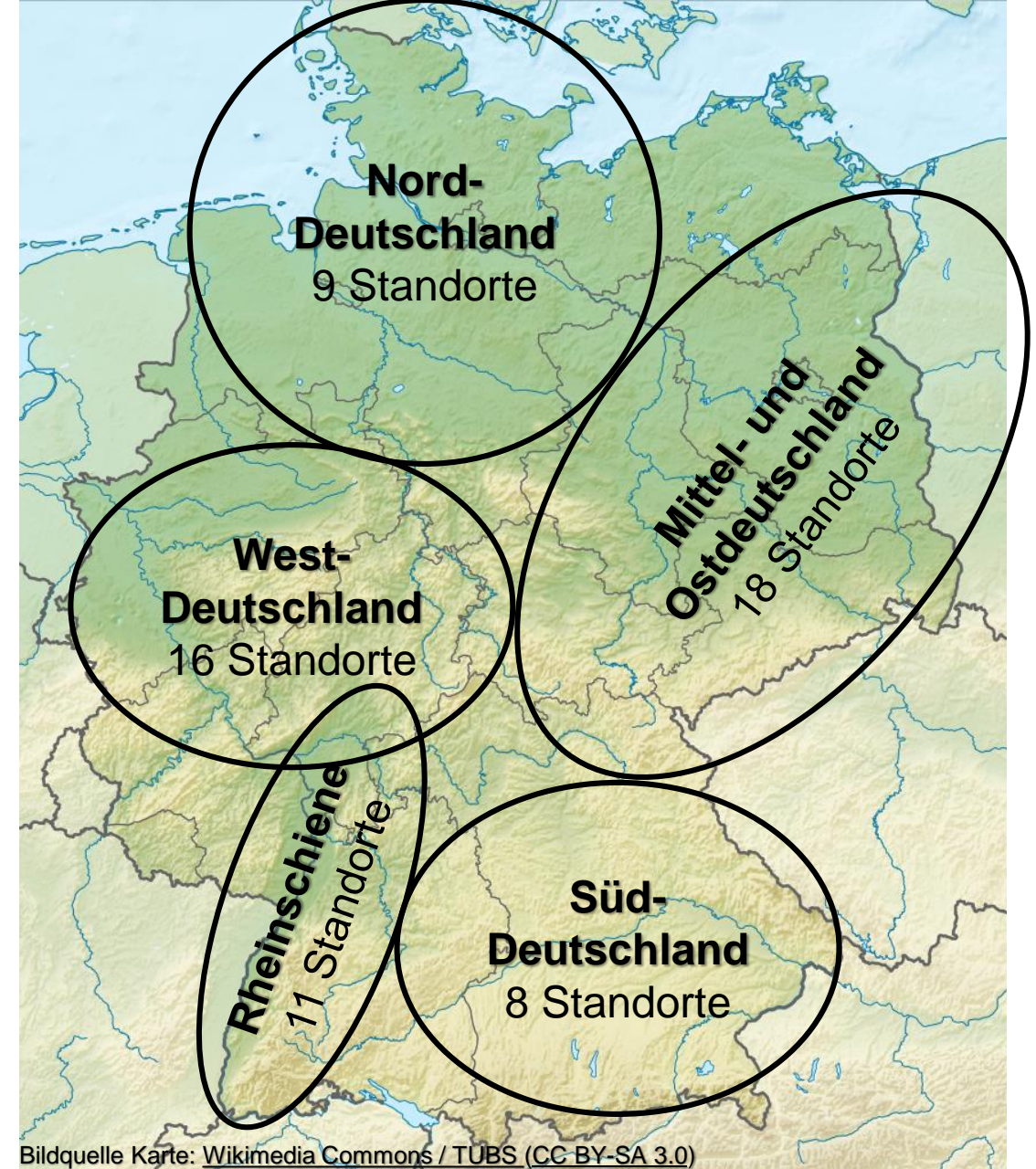
Aufbereitung von Methanol & DME



- MtJ-Verfahren ist komplex (MtO + Oligomerisierung + Hydrierung)
- Derzeit kein einsatzbereites Verfahren

AP2: Angefragte Standorte

- Bewertung von vielen möglichen Standorten in Industrie- und Chemieparks mit Hilfe von Fragebögen zu Mindestkriterien
 - Weitere Standorte sind denkbar.
 - Die Liste der Ergebnisse hat keinen ausschließenden Charakter!



Bildquelle Karte: [Wikimedia Commons](#) / TUBS (CC BY-SA 3.0)

AP2: Mindestkriterien Standortanalyse

Mindestanforderung / Kategorie	Fragestellung
Verfügbarkeit / Interesse des Industrieflächeneigners	Hat der Industrieflächeneigner an der Realisierung der EPP auf seiner Fläche ein großes Interesse?
Verfügbarkeit C-Quelle	Kann nicht-fossiles CO ₂ im erforderlichen Umfang (ca. 55.000 t _{CO2} /a) am Industriestandort bereitgestellt werden?
Verfügbarkeit erneuerbare elektrische Energie	Kann reg. elektrische Energie im erforderlichen Umfang (ca. 50 MW _{el}) am Industriestandort bereitgestellt werden?
Verfügbarkeit Prozesswasser	Kann Prozesswasser im erforderlichen Umfang am Industriestandort bereitgestellt werden?
Verfügbarkeit Abwasseraufbereitung	Kann am Standort die erforderliche Menge an prozessbedingten Abwasser weiterverarbeitet werden?
Verfügbarkeit Freifläche	Kann am Standort eine Fläche von ca. 30.000 m ² zur Errichtung der EPP bereitgestellt werden?
Verfügbarkeit Fachpersonal	Kann am Industriestandort hochqualifiziertes Fachpersonal für die wissenschaftliche und betriebsbedingte Anlagenbetreuung bereitgestellt werden?
Bewertung der Genehmigungsfähigkeit	Bestehen am Standort spezielle Hürden, die eine Genehmigung möglicherweise erschweren?

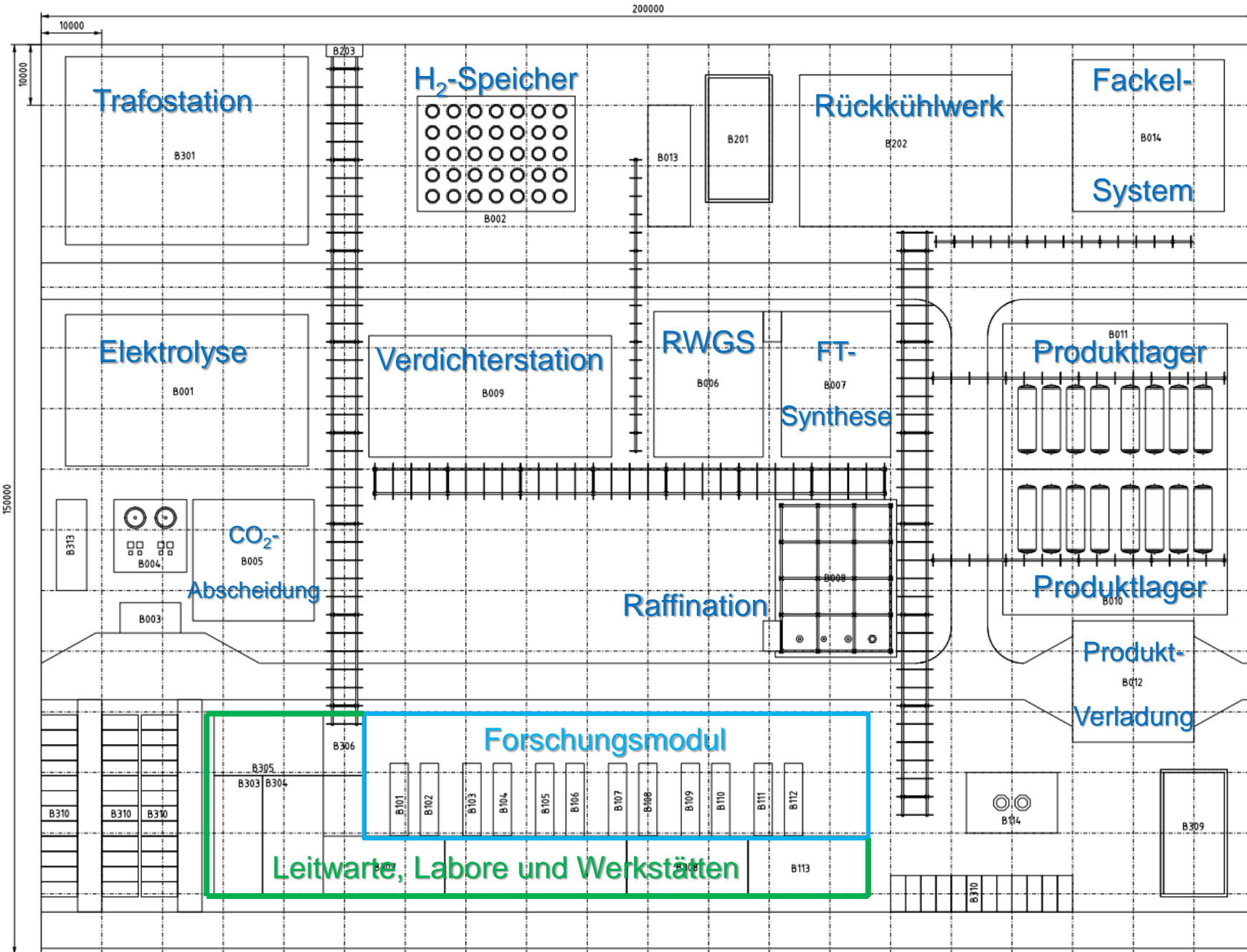
AP2: Standorte mit erfüllten Mindestkriterien

- Nutzwertanalyse zu 16 Standorten anhand eines weiteren Kriterienkataloges
 - Diese 16 Standorte haben die Mindestkriterien erfüllt
 - Weitere Standorte sind denkbar.
 - Die Liste der Ergebnisse hat keinen ausschließenden Charakter!



Bildquelle Karte: [Wikimedia Commons / TUBS](#) (CC BY-SA 3.0)

AP3: Aufstellungsplan



AP3: Gesamtkosten 2022 - 2034

Investitionskosten

Demonstrationsstrang	263,3 Mio.€
Forschungsstrang	21,3 Mio.€

Bereithaltungskosten

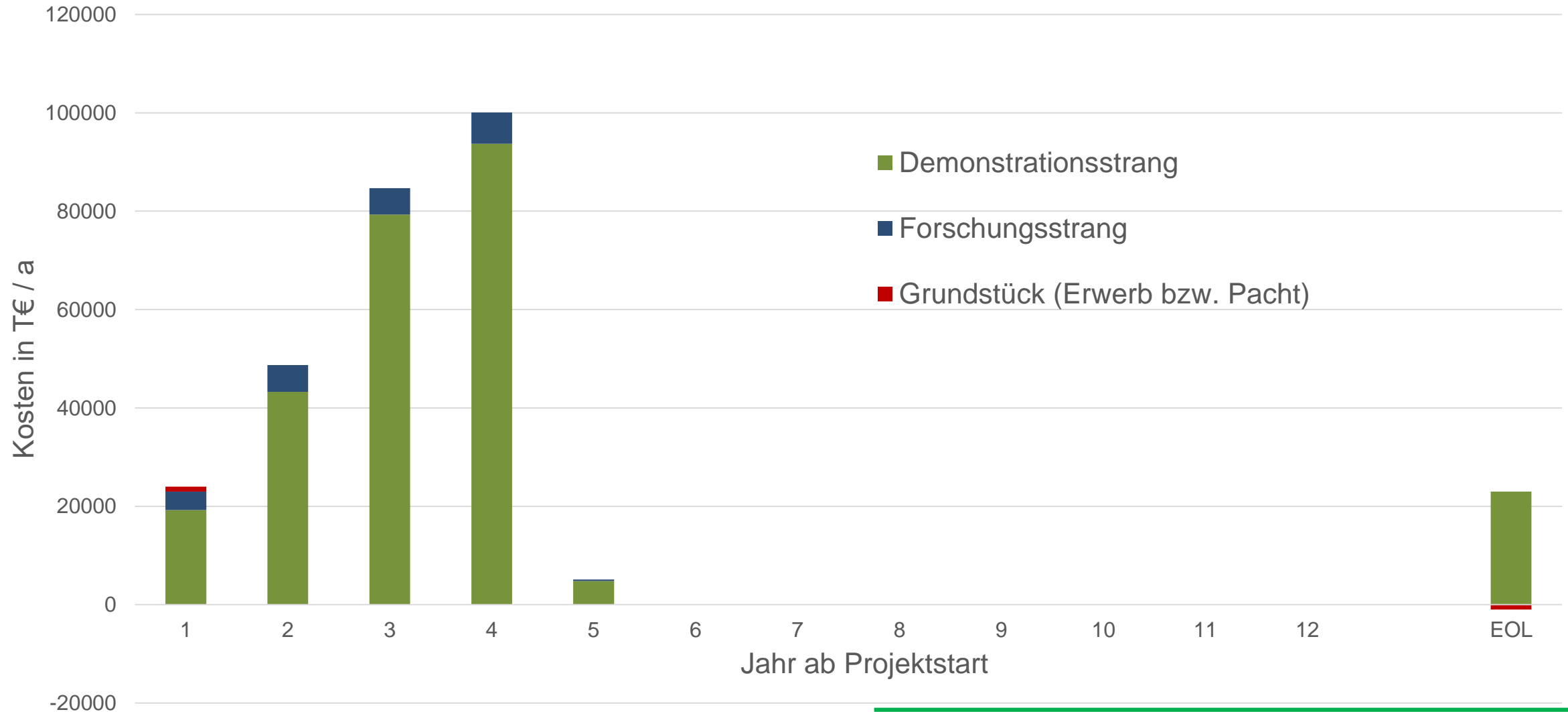
Personalkosten	59,7 Mio.€
Sachmittel	15,4 Mio.€

Eigenforschung

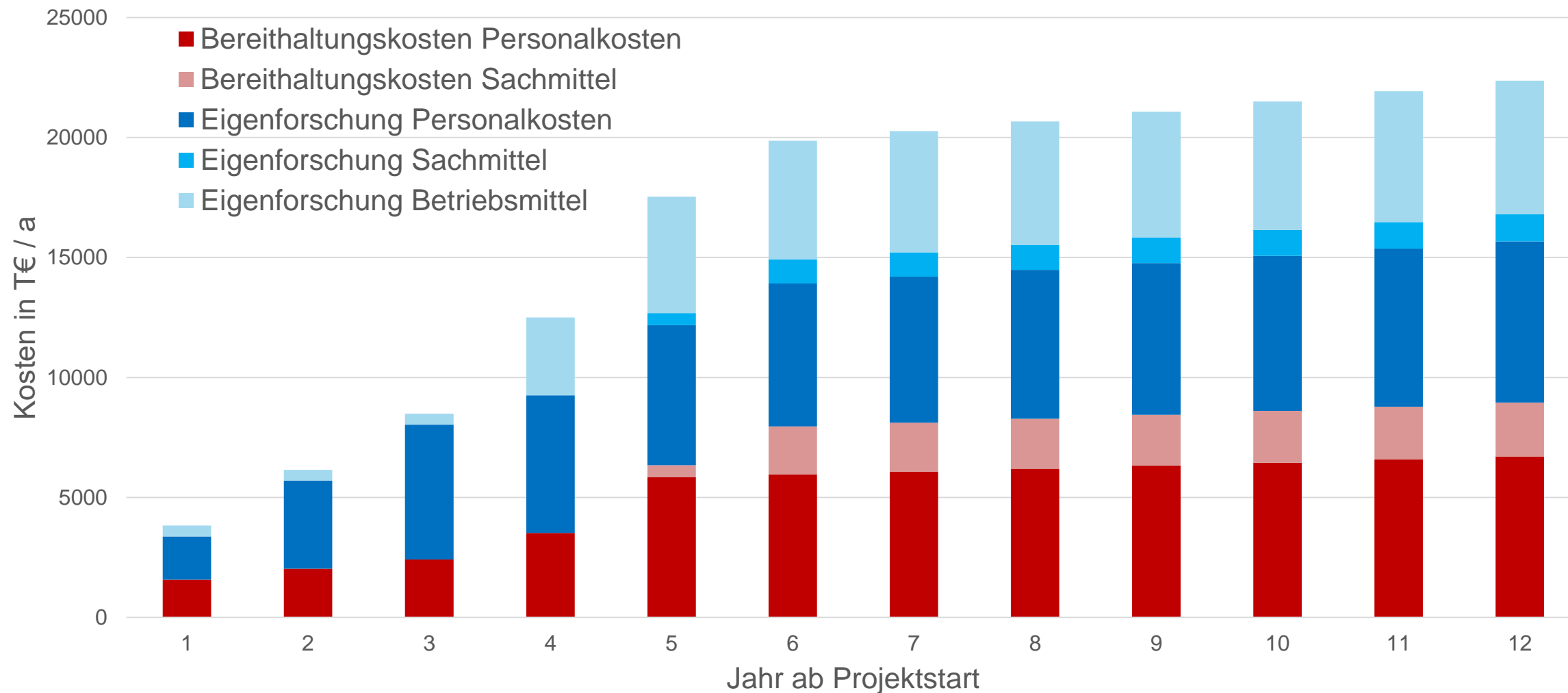
Personalkosten	67,0 Mio.€
Betriebsmittel	46,2 Mio.€
Sachmittel	7,9 Mio.€

Gesamtkosten 2022 - 2034	ca. 480 Mio.€
---------------------------------	----------------------

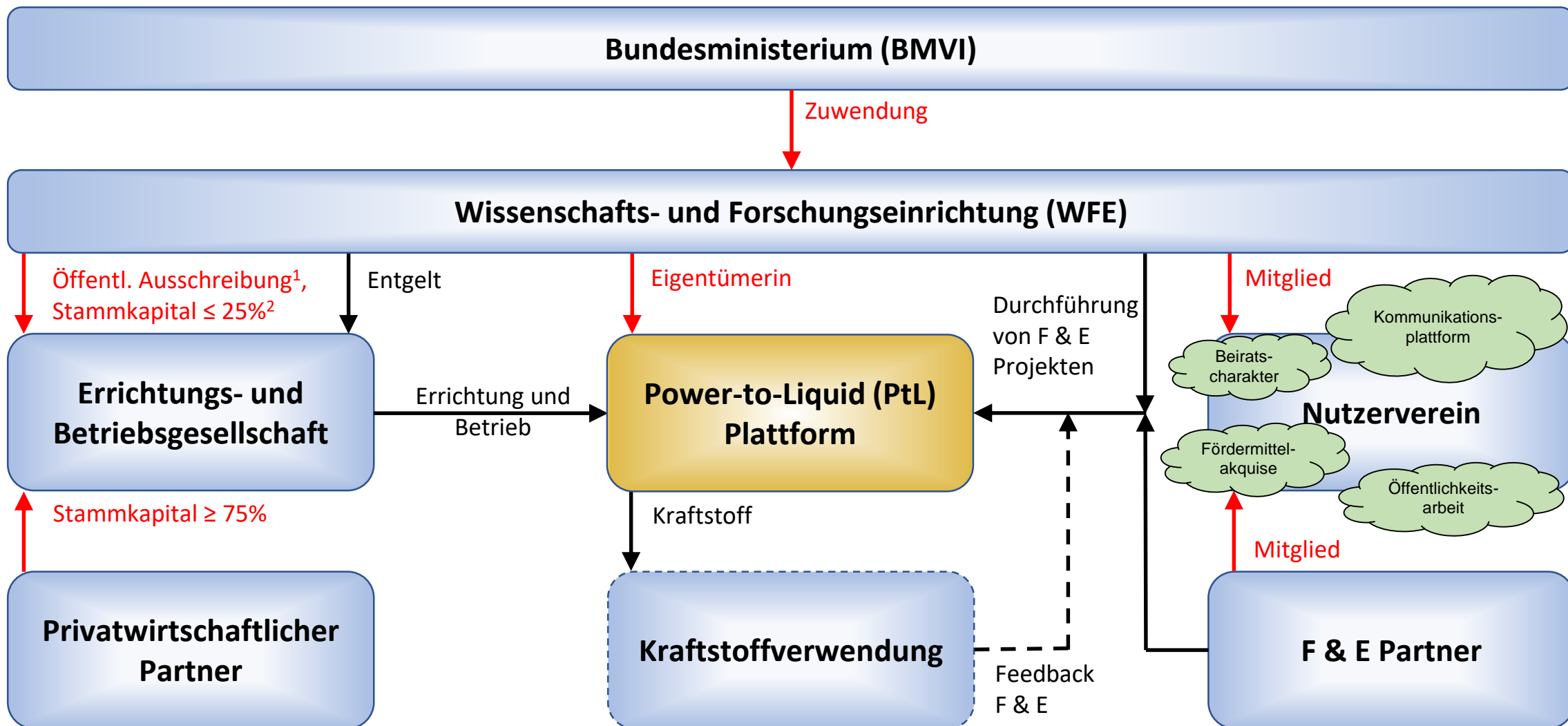
AP3: Zeitlicher Verlauf der Investitionskosten



AP3: Personal-, Sach- und Betriebsmittel



Administrative & organisatorische Ausgestaltung einer PtL-Plattform - Aufgabenteilung



¹ Die öffentliche Ausschreibung regelt in der Leistungsbeschreibung die Errichtungs- und Betriebsbeauftragung und fragt **optional** die Bereitschaft einer gesellschaftsrechtliche Beteiligung an.

² Bei einer solchen gesellschaftsrechtlichen Beteiligung sind die jeweils geltenden einschlägigen Regelungen (z. B. §65 BHO) zu beachten.

Die Aufteilung des Stammkapitals hat hier lediglich indikativen Charakter.

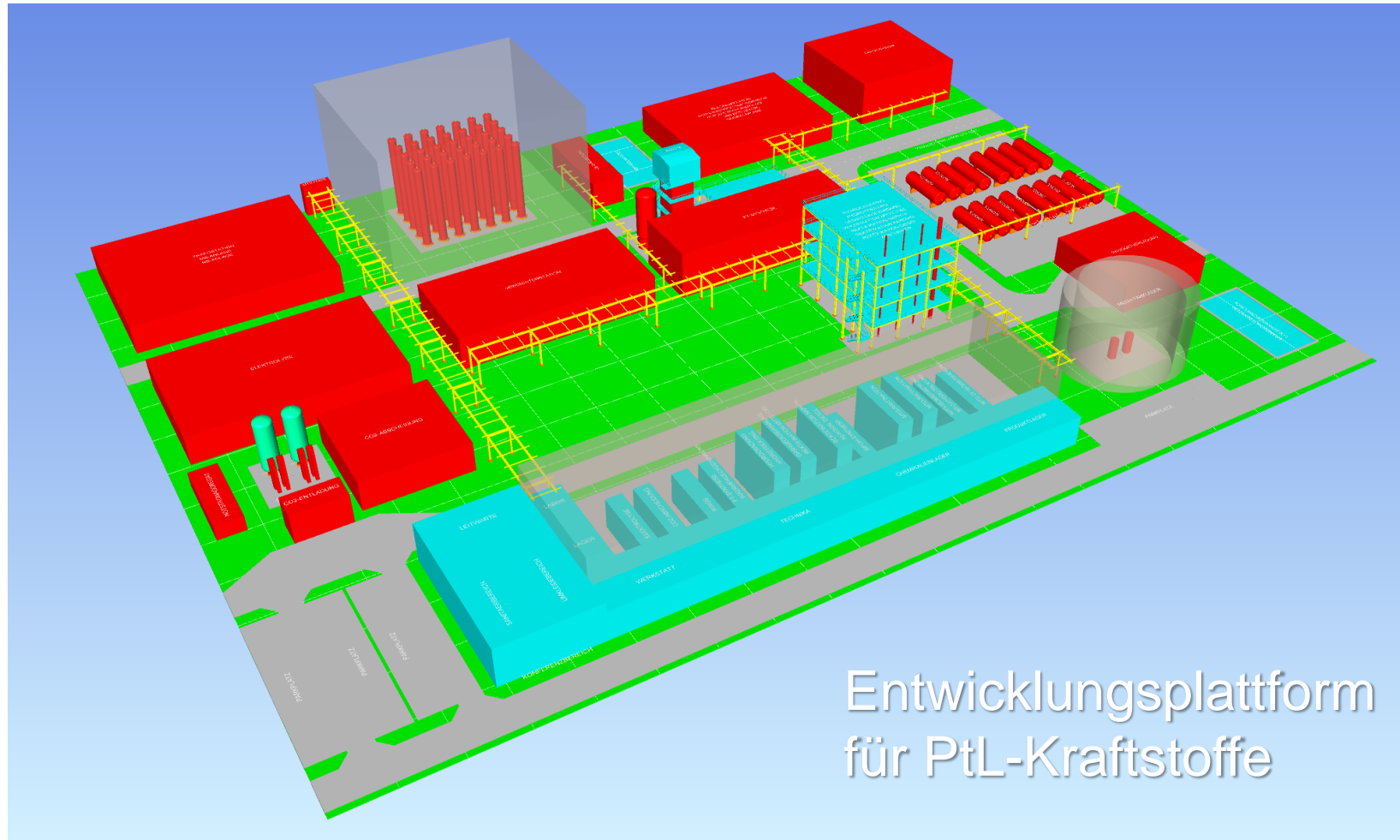
Forschungsleitfragen (1)

- **Erprobung, Entwicklung und Demonstration neuer Technologien und Prozesse** zur Herstellung normenkonformer strombasierter Kraftstoffe (Power-to-Liquid (PtL), insbesondere für die Luftfahrt) in einem Demonstrationsstrang, Ermittlung von realen Herstellungskosten und Identifikation von Kostenreduktionspotenzialen, Sammeln von Erfahrungen und Grundlagen für eine spätere Hochskalierung auf einen industriellen Maßstab in Zusammenarbeit mit Industrie und Wissenschaft
- **Optimierung des Gesamtprozesses** unter Einbindung innovativer Schritte, Komponenten und Konzepte, Optimierung der Energieeffizienz, Weiterentwicklung zu einem voll integrierten und optimierten Gesamtkonzept sowohl als stand-alone Anlage als auch als Teil einer Raffinerie
- **Neuartige und hoch-innovative Prozess-Routen, –Schritte und –Konzepte.** Test und Up-Scaling neuartiger Prozess-Routen, -Schritte und -Konzepte in Zusammenarbeit mit wissenschaftlichen und gewerblichen Partnern (KMU und Groß-Industrie), anwendungsorientierte Forschung und Anhebung des TRL für die Komponenten von weniger reife Technologien in einem Forschungsstrang (von TRL 4/5 auf TRL 6/7)

Forschungsleitfragen (2)

- **Optimierung der Kraftstoffzusammensetzung im Hinblick auf**
 - Umweltwirkung auf lokaler und globaler Ebene (Klima, Schadstoffe), Ermittlung von Schadstoff-Reduktions-Potenzialen, technische Performance, Wartungsbedarf der Triebwerke / Motoren
 - zertifizierungsfähige Drop-In als auch für Near Drop-In Anwendungen insbesondere auch im Hinblick auf die Anforderungen der jeweiligen Endnutzung,
 - umfassende Bewertung der PtL-Kraftstoffe und der Optimierung der Kraftstoffeigenschaften für kommerzielle Anwendungen in der Luft, auf dem Wasser und für ausgewählte Teile des Landverkehrs,
 - Feedback F&E: Auswirkung in der Nutzung auf Logistik und Handling, Misch-Verhalten mit anderen SAFs und fossilem Kerosin, Langzeitlagerung / Alterungsverhalten, Materialverträglichkeit Kraftstoffsysteme.
- **Innovative Aspekte der Nutzung von Offgas und anderen Nebenströmen:** Untersuchung der Möglichkeiten einer diskontinuierlichen Betriebsweise der gesamten und/oder Teile der Anlage; Analyse der Möglichkeiten der effizienten Speicherung und Nutzung sowie des Recycling von (Zwischen-)Produkten wie Offgasen und Syncrude innerhalb der PtL-Anlage zum Ausgleich einer variierenden Erzeugung einschließlich einer ökonomischen Optimierung des Anlagenbetriebs

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!



Entwicklungsplattform
für PtL-Kraftstoffe

Präsentation 2

Analyse und Auswahl von PtL-Technologien für den Demonstrationsstrang

beauftragt durch



Bundesministerium
für Verkehr und
digitale Infrastruktur



Konzeptionelle und technische Ausgestaltung einer
Entwicklungs-Plattform für PtL-Kraftstoffe

**Analyse und Auswahl von PtL-Technologien
für das Demonstrationsmodul**

Martin Kaltschmitt (Vortragender)

Technische Universität Hamburg (TUHH), Institut für Umwelttechnik und Energiewirtschaft

15. Juli 2021

Die im Folgenden vertretenen Auffassungen liegen ausschließlich in der Verantwortung des Verfassers und spiegeln nicht notwendigerweise offizielle Positionen des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) als Auftraggeber wider. Damit sind keine rechtsverbindlichen Äußerungen des BMVI verbunden.



DLR



Entwicklungsplattform für PtL-Kraftstoffe

Projekt-Beteiligte

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR)

- Prof. Dr. Manfred Aigner
- Dr. Christoph Arndt
- Dr. Marina Braun-Unkhoff
- Prof. Dr. K. Andreas Friedrich
- Dr. Thorsten Jänisch
- Dr. Markus Köhler
- Dr. Patrick Le Clercq
- Uwe Molzberger
- Dr. Juliane Prause
- Heiko Wollenweber
- weitere Mitarbeitende des Projekt-Teams

Technische Universität Hamburg (TUHH)

- Stefan Bube
- Fabian Carels
- Prof. Dr. Martin Kaltschmitt
- Dr. Ulf Neuling
- Tjerk Zitscher
- weitere Mitarbeitende des Projekt-Teams

Griesemann Gruppe / John Brown Voest GmbH (JBV)

- Uwe Gaudig
- Martin Vorsatz
- weitere Mitarbeitende des Projekt-Teams

Ziel der Technologieauswahl

- ❖ Bewertung möglichst aller verfügbarer PtL-Technologieoptionen für die einzelnen Prozessschritte hinsichtlich der Bedeutung für die zeitnahe industrielle Produktion von PtL-Kraftstoffen
- ❖ Auswahl der wesentlichen Technologien für den Demonstrationsstrang innerhalb der EPP unter Berücksichtigung der folgenden Kriterien:
 - Möglichst robuste Technologie für die einzelnen Anlagenkomponenten
 - Ausreichend weit entwickelt für eine erfolgreiche Demonstration in der geplanten Größenordnung (TRL > 7)
 - Zugelassen für die Produktion normenkonformer Kraftstoffe (insbesondere für die Luftfahrt)
- ❖ Diskussion und Abgleich der Ergebnisse mit Experten aus Industrie und Forschung

Ablauf Technologieauswahl

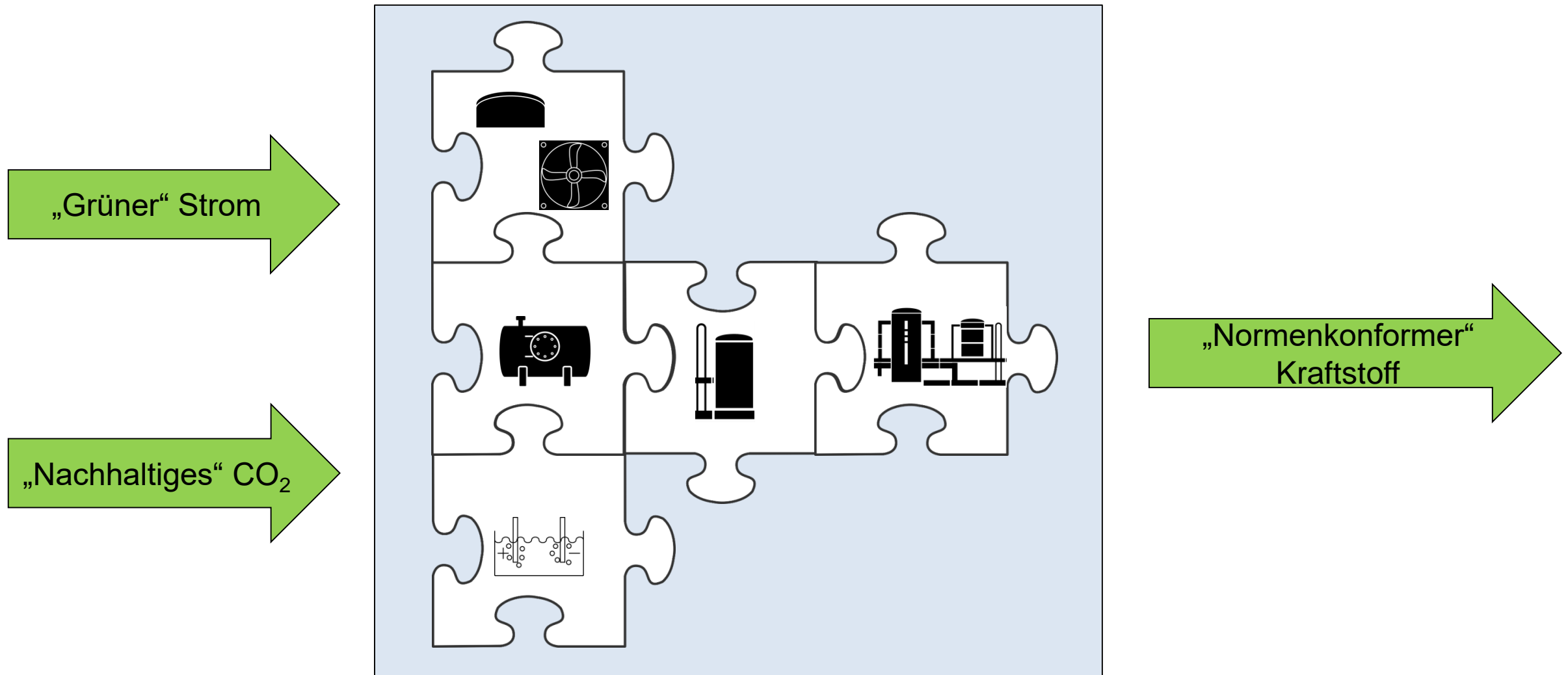
Identifikation und Bewertung aller in Frage kommenden Technologien

Verifizierung Technologiebewertung über Experteninterviews

Auswahl Technologien für den Demo- / den Forschungsstrang

Vorstellung und Diskussion der Ergebnisse in Expertenworkshop

Grundkonzept Demonstrationsstrang



Identifizierte Technologiebausteine und -optionen

Fischer-Tropsch-Herstellungspfad (exemplarisch)

		Technologieoptionen
Technologiebausteine	H ₂ -Bereitstellung	<ul style="list-style-type: none"> • Elektrolyse: AEL, PEMEL, HTEL • Methanpyrolyse • Dampfreformierung
	CO ₂ -Bereitstellung	<ul style="list-style-type: none"> • Abscheidung aus Ab- oder Biogas: Membranverfahren, Druckwasserwäsche, Aminwäsche, Druckwechseladsorption • Direct Air Capture (DAC): HT aqueous solution, LT Temp. Swing Adsorption, LT Moisture Swing Adsorption
	Synthesegas-Erzeugung	<ul style="list-style-type: none"> • Reverse Watergas Shift Reaction (RWGS) • Elektrolyse: Co-EL • Reformierung: trocken mit Biogas, autotherm mit FT-Tailgas
	Fischer-Tropsch-Synthese	<ul style="list-style-type: none"> • Niedrigtemperatur FTS: mit Fe-Katalysator, mit Co-Katalysator • Hochtemperatur FTS: mit Fe-Katalysator
	Raffination	keine zu vergleichenden Technologieoptionen > Kombination verschiedener Verfahrensschritte

Die graue Hervorhebung dient ausschließlich der besseren Visualisierung und hat keine inhaltliche / wertende Relevanz.

Bewertung der infrage kommenden Technologien

Die Bewertung der verschiedenen Technologieoptionen eines Technologiebausteins erfolgt anhand nachfolgender Kriterien:

- **Zielkonformität hinsichtlich nachhaltiger PtL-Kraftstoffe**
- **Technologische Reife**
- **Spezifischer Energie- bzw. Stoffbedarf**
- **Integration in ein System zur primären Erzeugung synthetischen Kerosins (Wärmeintegration)**
- **Weitere Stoffströme**
- **Spezifische Plankosten**

Bewertungsmatrix

Beispiel H₂-Bereitstellung

	Zielkonform. hinsichtlich PtL-Konzept	Techn. Reife	Spez. Energie- bedarf	Systemintegr. Kerosin- erzeugung	Weitere Stoff- ströme	Spez. Plan- kosten	∅
--	--	-------------------------	--------------------------------------	---	--------------------------------------	-----------------------------------	----------

sehr gut	gut	mittel	gering	sehr gering	ungeeignet
5	4	3	2	1	0

Verifizierung Technologiebewertung über Experteninterviews

Es wurden 14 Experteninterviews zu den unterschiedlichen Technologien durchgeführt. Die Experten stammen aus den Bereichen:

- ❖ **Kraftstoffproduktion**
- ❖ **Anlagenbau**
- ❖ **Chemische Industrie**
- ❖ **Herstellung und Verarbeitung von Industriegasen**
- ❖ **Forschung**

Aus den durchgeführten Interviews (> 30 Expertinnen und Experten) ergibt sich folgende Abdeckung der betrachteten Technologiebausteine:

H ₂ -Bereitstellung	CO ₂ -Bereitstellung	Synthesegas-Erzeugung	Fischer-Tropsch Synthese	Aufbereitung von FTS-Produkten	Methanol- & DME-Synthese	Aufbereitung von Methanol & DME
6	2*	7	5	3	6	2

* Ausschließlich zu Abscheidung aus Gasströmen, keine Interviews zu DAC mangels Interesse / Bereitschaft geeigneter Experten

Angepasste Ergebnisse der Bewertungsmatrix

Beispiel H₂-Bereitstellung

	Zielkonform. hinsichtlich PtL-Konzept	Techn. Reife	Spez. Energie- bedarf	Systemintegr. Kerosin- erzeugung	Weitere Stoff- ströme	Spez. Plan- kosten	
AEL	4	5	3	3	5	3	<div style="border: 2px solid red; border-radius: 50%; padding: 10px; text-align: center;"> <p>∅</p> <p>3,8</p> <p>3,5 → 3,8</p> <p>3,3 → 3,5</p> <p>2,3</p> <p>3,5 → 3,7</p> </div>
PEMEL	5	4	2 → 3	3	5	2 → 3	
SOEL	3	2	4	4	4 → 5	3	
Methanpyrolyse	1	1	1	4	3	4	
Dampfreformierung	0	5	5	5	1 → 2	5	

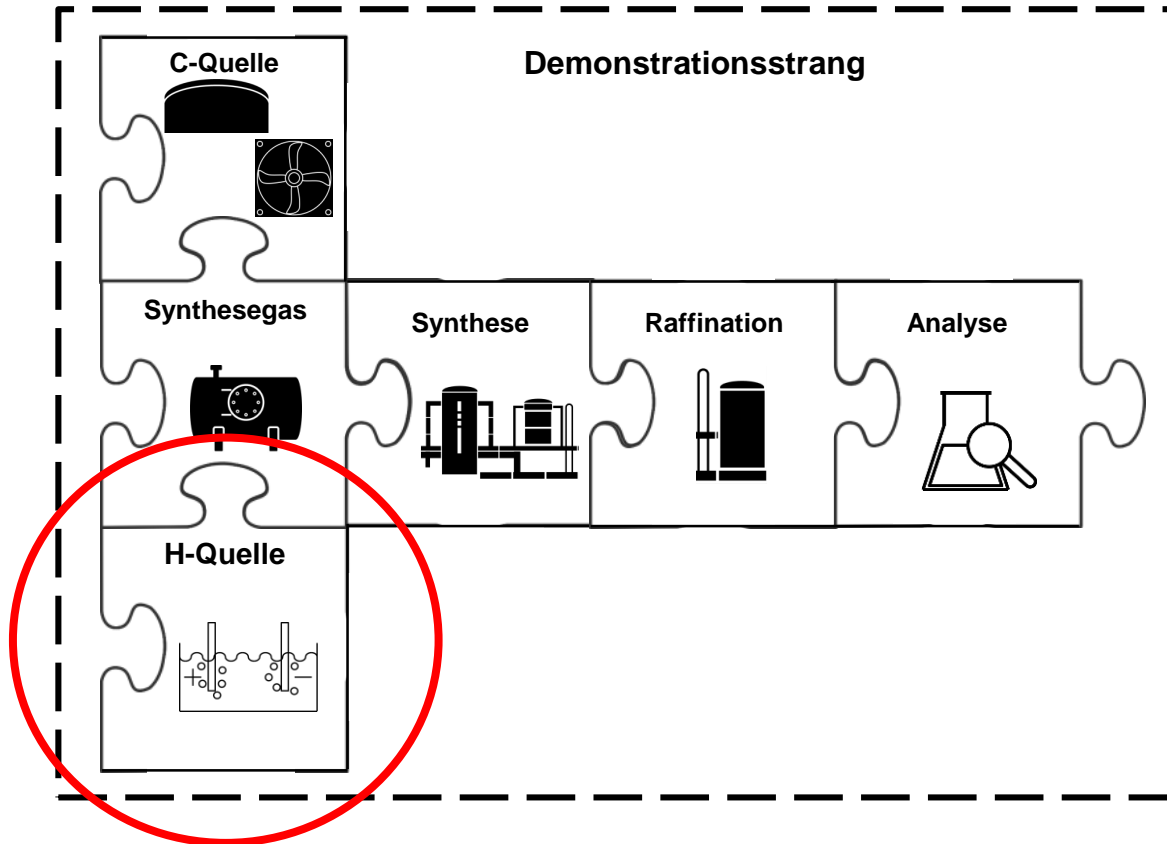
sehr gut	gut	mittel	gering	sehr gering	ungeeignet
5	4	3	2	1	0

Gesamtergebnisse der Technologiebewertung

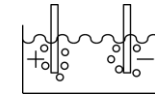
		Zielkonform. hinsichtlich PtL-Konzept	Techn. Reife	Spez. Energiebedarf	Systemintegr. Kerosinerzeugung	Weitere Stoffströme	Spez. Plan-kosten	Ø		
H ₂ -Bereitstellung	AEL	4	5	3	3	5	3	3,8		
	PEMEL	5	4	2 → 3	3	5	2 → 3	3,5 → 3,8		
	SOEL	3	2	4	4	4 → 5	3	3,3 → 3,5		
	Methanpyrolyse	1	1	1	4	3	4	2,3		
	Dampfreformierung	0	5	5	5	1 → 2	5	3,5 → 3,7		
CO ₂ -Bereitstellung	Biogene Faulgase	Membranverfahren	4	3	3	2	5 → 4	4	3,5 → 3,3	
		Druckwasserwäsche	4	5	4	0	3	0	2,7	
		Aminwäsche	4	5	3	5	3	5	4,2	
		Druckwechseladsorption	4	5	4	3	3 → 4	4	3,8 → 4	
	Umgebungsluft	HT-DAC, wässriges Lösungsmittel	5	2	1	2	2	1	2,2	
		NT-DAC, Temperaturwechsel-Ads.	3	4	2	5	4	2	3,3	
		NT-DAC, Feuchtigkeitswechsel-Ads.	5	0	3			2	2,5	
Synthesegas-Erzeugung	NT-Elektrolyse + rWGS	4	3	3	4	5		3,8		
	Co-Elektrolyse	3	0	4	5	5		3,4		
	Trockene Reformierung, Biogas	0 → 1	1 → 3	5	3	4		2,6 → 3,2		
	Autoth. Reformierung, FT-Tailgas	3	5	5	5	4		4,4		
Fischer-Tropsch Synthese	NT-FTS mit Fe-Katalysator		5	4	4	4 → 3	5 → 4	4,4 → 4,0		
	NT-FTS mit Co-Katalysator		5	5 → 4	5 → 4	4	4 → 5	4,6 → 4,4		
	HT-FTS mit Fe-Katalysator		5	2 → 4	1	2	4	2,8 → 3,2		
					sehr gut	gut	mittel	gering	sehr gering	ungeeignet
					5	4	3	2	1	0

Ergebnisse der Arbeitspakets auf einen Blick

Zusammenfassung der zentralen Erkenntnisse



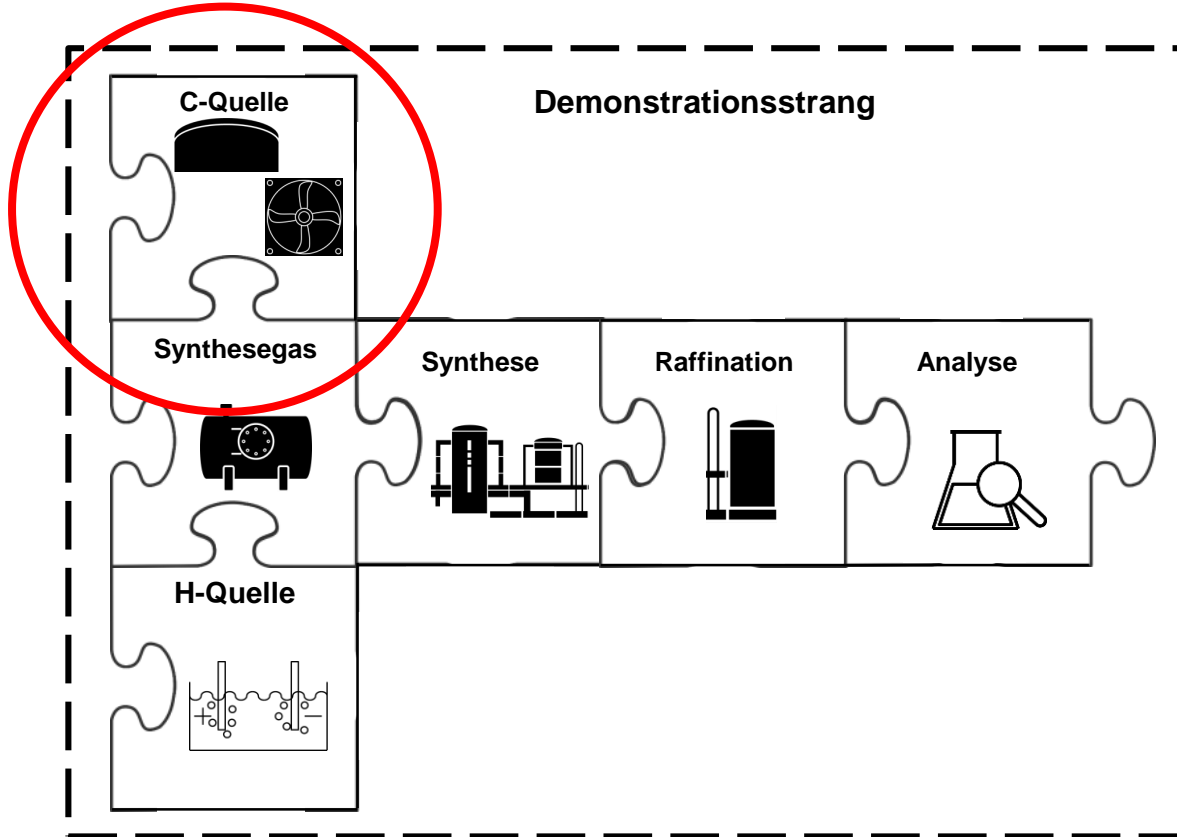
H₂-Bereitstellung



- ❖ Kombination der Vor- und Nachteile von AEL und PEMEL
 - AEL verfügt über höchstes TRL und beste Skalierbarkeit
 - PEMEL kann je nach Anwendungsfall Vorteile haben, insbesondere bei fluktuierender Strombereitstellung
- ❖ SOEL ist für PtL-Prozess eine vielversprechende Technologie, weist aber zu geringes TRL auf

Ergebnisse der Arbeitspakets auf einen Blick

Zusammenfassung der zentralen Erkenntnisse



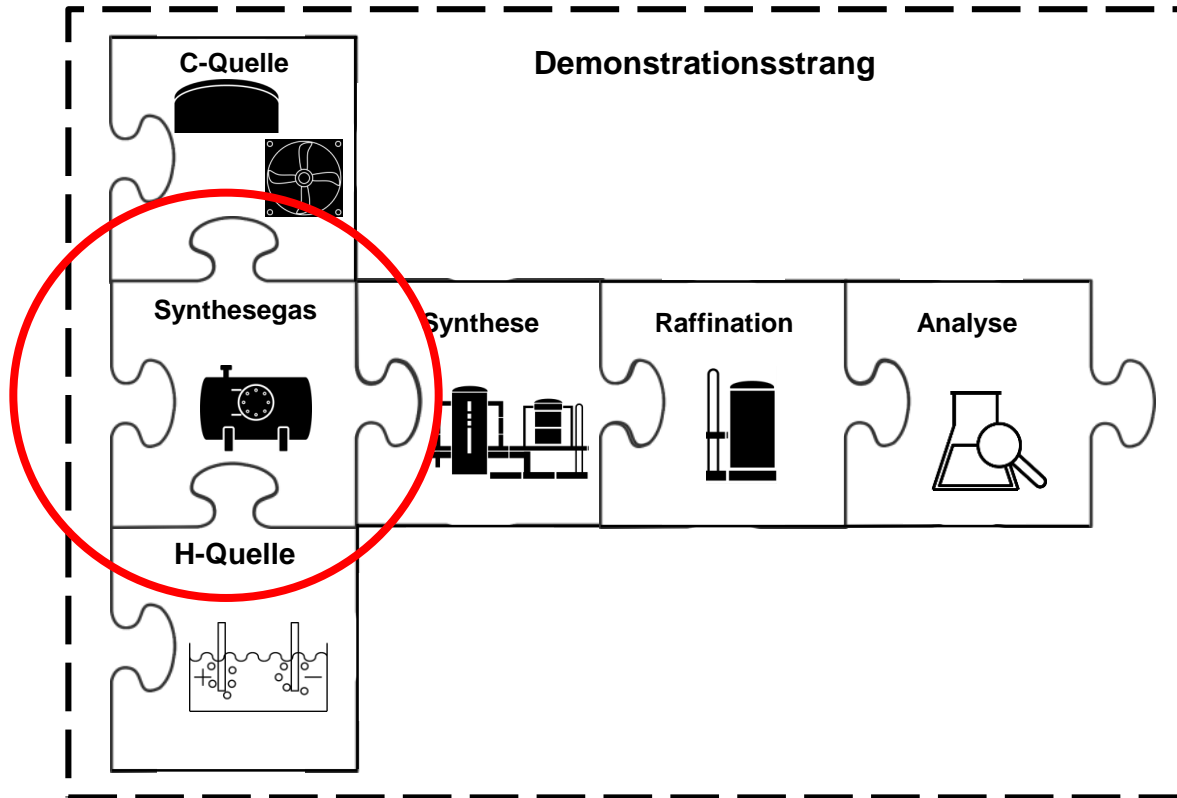
CO₂-Bereitstellung



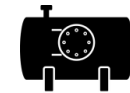
- ❖ Nutzung einer biogenen Punktquelle ermöglicht Bereitstellung großer Mengen „grünen“ CO₂
- ❖ Aminwäsche ist das einzige Verfahren zur Abtrennung von CO₂ aus Punktquellen, mit dem sich eine hohe CO₂-Reinheit erzielen lässt
- ❖ Je nach Feedgas evtl. weitere Schritte nötig

Ergebnisse der Arbeitspakets auf einen Blick

Zusammenfassung der zentralen Erkenntnisse



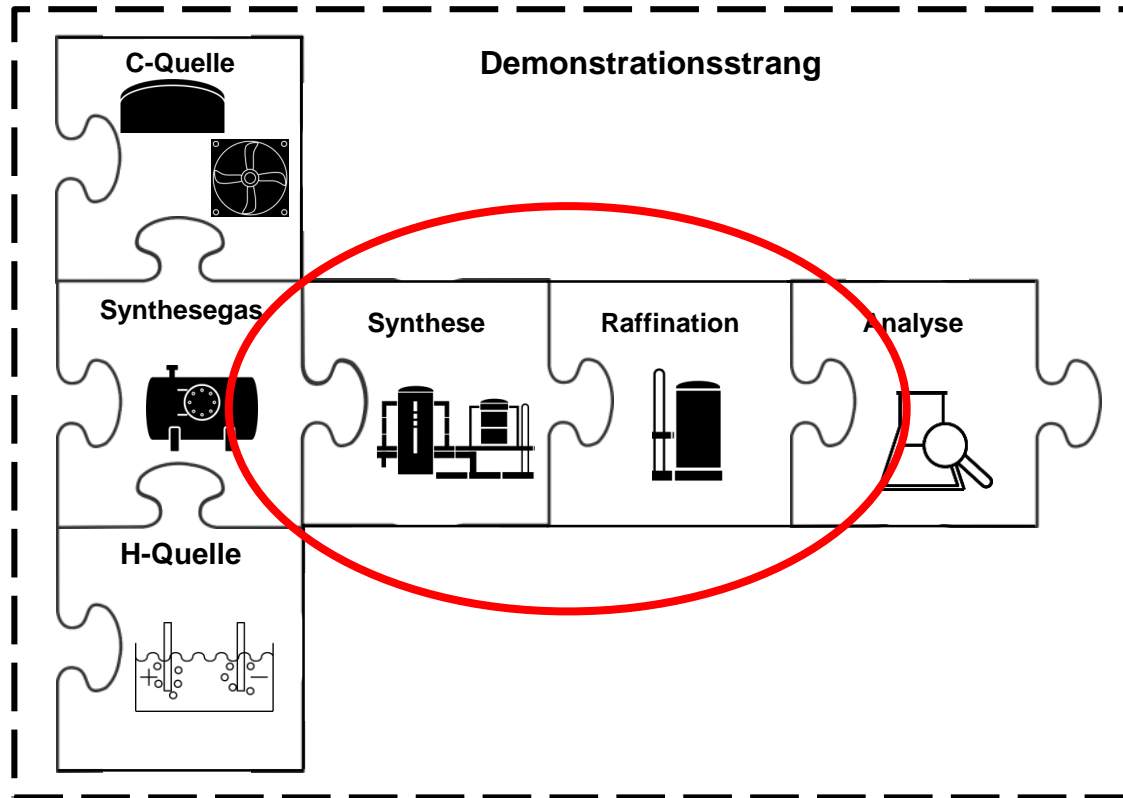
Synthesegas- Erzeugung



- ❖ rWGS weist höchstes TRL in Kombination mit Zielkonformität auf, Skalierung wird als relativ unproblematisch bewertet
- ❖ Co-Elektrolyse weist großes Potenzial auf, aber zu geringes TRL

Ergebnisse der Arbeitspakets auf einen Blick

Zusammenfassung der zentralen Erkenntnisse

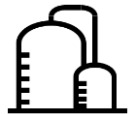


NT Fischer-Tropsch-Synthese



- HT-FTS ist für Kerosinherstellung weniger gut geeignet
- Bei NT-FTS kann Downscaling bei best. techn. Ansätzen zur Herausforderung werden (u.a. Druckmanagement)

Aufbereitung von FT-Produkten



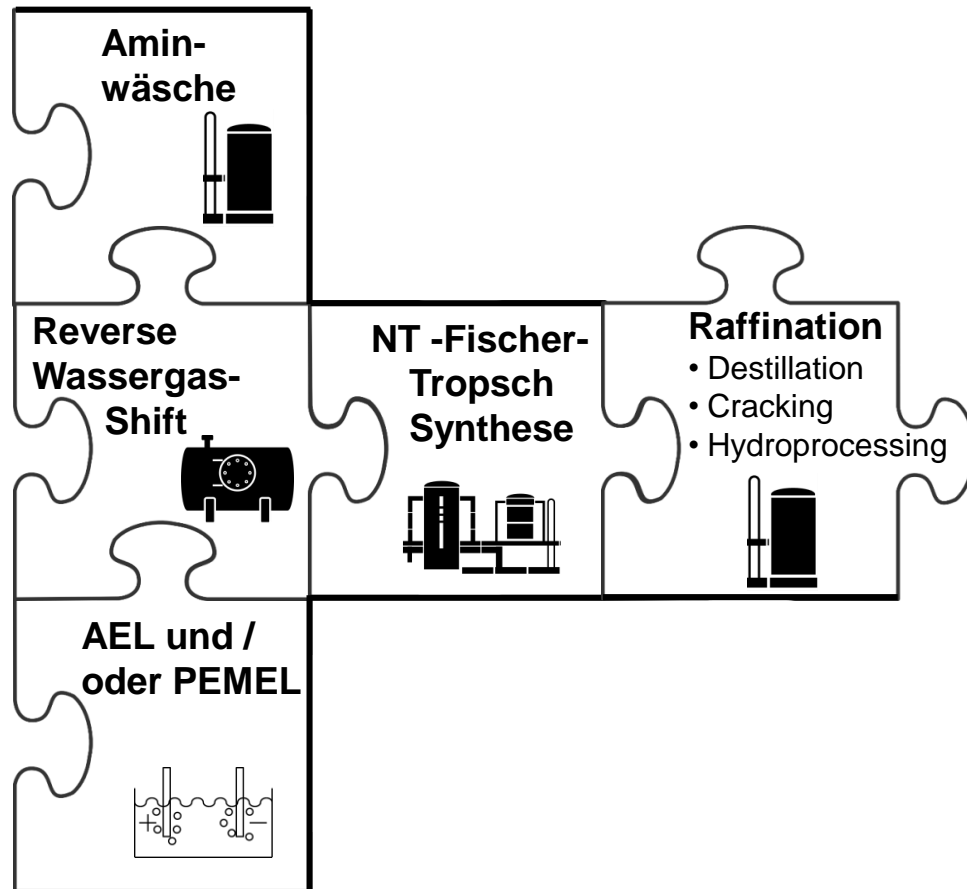
- Errichtung einer entsprechenden Anlage unproblematisch
- Hydrocracking entscheidend, sollte möglichst gemeinsam mit der FTS geplant und ausgelegt werden

Gesamtergebnisse der Technologiebewertung

		Zielkonform. hinsichtlich PtL-Konzept	Techn. Reife	Spez. Energiebedarf	Systemintegr. Kerosinerzeugung	Weitere Stoffströme	Spez. Plan-kosten	Ø	
H ₂ -Bereitstellung	AEL	4	5	3	3	5	3	3,8	
	PEMEL	5	4	3	3	5	3	3,8	
	SOEL	3	2	4	4	5	3	3,5	
	Methanpyrolyse	1	1	1	4	3	4	2,3	
	Dampfreformierung	0	5	5	5	2	5	3,7	
CO ₂ -Bereitstellung	Biogene Faulgase	Membranverfahren	4	3	3	2	4	4	3,3
		Druckwasserwäsche	4	5	4	0	3	0	2,7
		Aminwäsche	4	5	3	5	3	5	4,2
		Druckwechseladsorption	4	5	4	3	4	4	4
	Umgebungsluft	HT-DAC, wässriges Lösungsmittel	5	2	1	2	2	1	2,2
		NT-DAC, Temperaturwechsel-Ads.	3	4	2	5	4	2	3,3
		NT-DAC, Feuchtigkeitswechsel-Ads.	5	0	3			2	2,5
Synthesegas -Erzeugung	NT-Elektrolyse + rWGS	4	3	3	4	5		3,8	
	Co-Elektrolyse	3	0	4	5	5		3,4	
	Trockene Reformierung, Biogas	1	3	5	3	4		3,2	
	Autoth. Reformierung, FT-Tailgas	3	5	5	5	4		4,4	
Fischer-Tropsch Synthese	NT-FTS mit Fe-Katalysator		5	4	4	3	4	4,0	
	NT-FTS mit Co-Katalysator		5	4	4	4	5	4,4	
	HT-FTS mit Fe-Katalysator		5	4	1	2	4	3,2	

sehr gut	gut	mittel	gering	sehr gering	ungeeignet
5	4	3	2	1	0

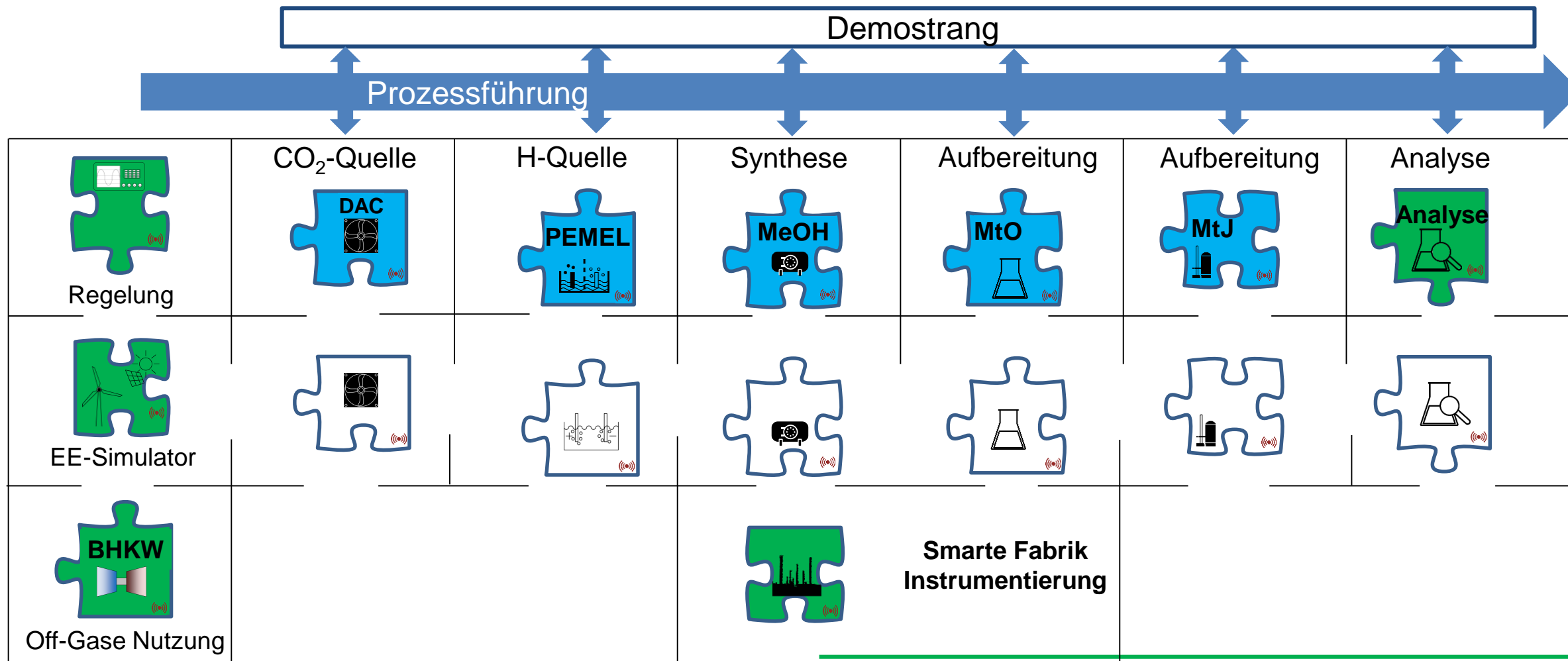
Erstausrüstung für den Demonstrationsstrang



- ❖ Abbildung der derzeit maximal möglichen technologischen Reife des PtL-Prozesses durch Kombination verfügbarer und robuster Technologien
- ❖ Skalierbare und vollständig "grüne" Wasserstoffbereitstellung basierend auf „erneuerbarem“ Strom möglich
- ❖ Hohe Reinheit des bereitgestellten CO₂ bei der Abtrennung aus Punktquellen möglich
- ❖ Gute Eigenschaften des Syncrudes für die Weiterverarbeitung zu Kerosin
- ❖ Produktion von normenkonformen Kraftstoffen entsprechend ASTM D7566 wahrscheinlich

Erstausstattung für den Forschungsstrang

Fokus auf Einzelprozessen und Prozesskette

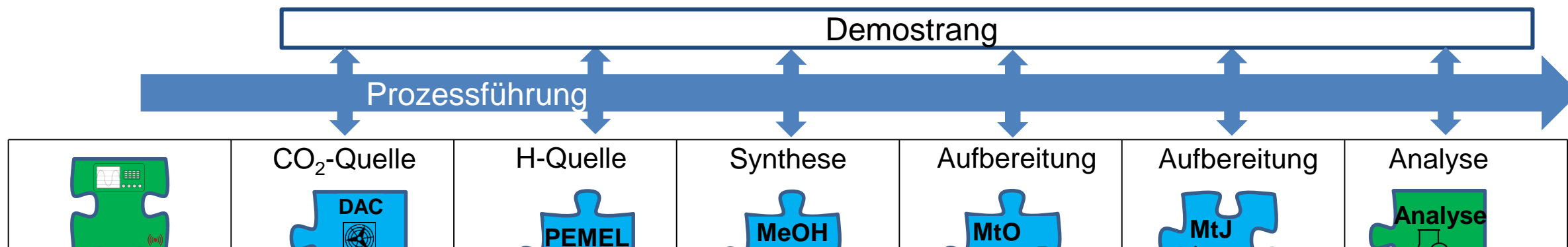


Erstausstattung Grundausrüstung Erweiterung / Partner

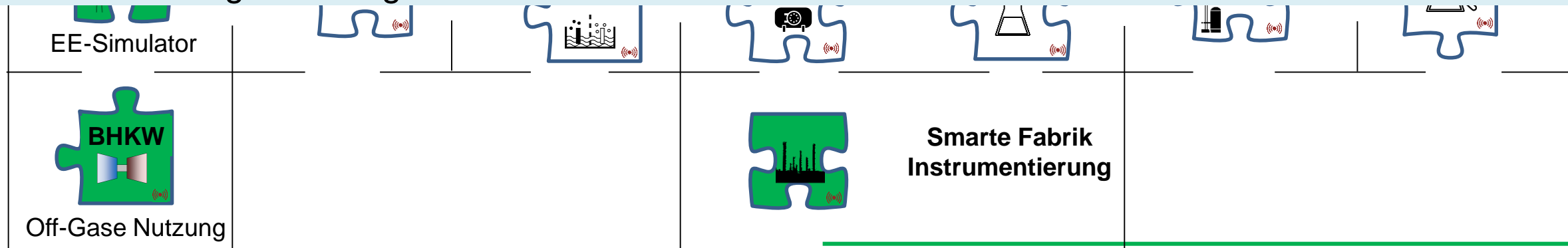


Erstausstattung für den Forschungsstrang

Fokus auf Einzelprozessen und Prozesskette



- ❖ Darstellung möglicher Technologien bzw. Prozesse, die für eine erste Umsetzung und Untersuchung im Forschungsstrang im Rahmen der Technologieauswahl als vielversprechend eingestuft wurden
- ❖ Insgesamt wird der Forschungsstrang modular aufgebaut und bietet entsprechende Freiräume, um einzelne Technologien oder gesamte Prozessketten einbauen zu können

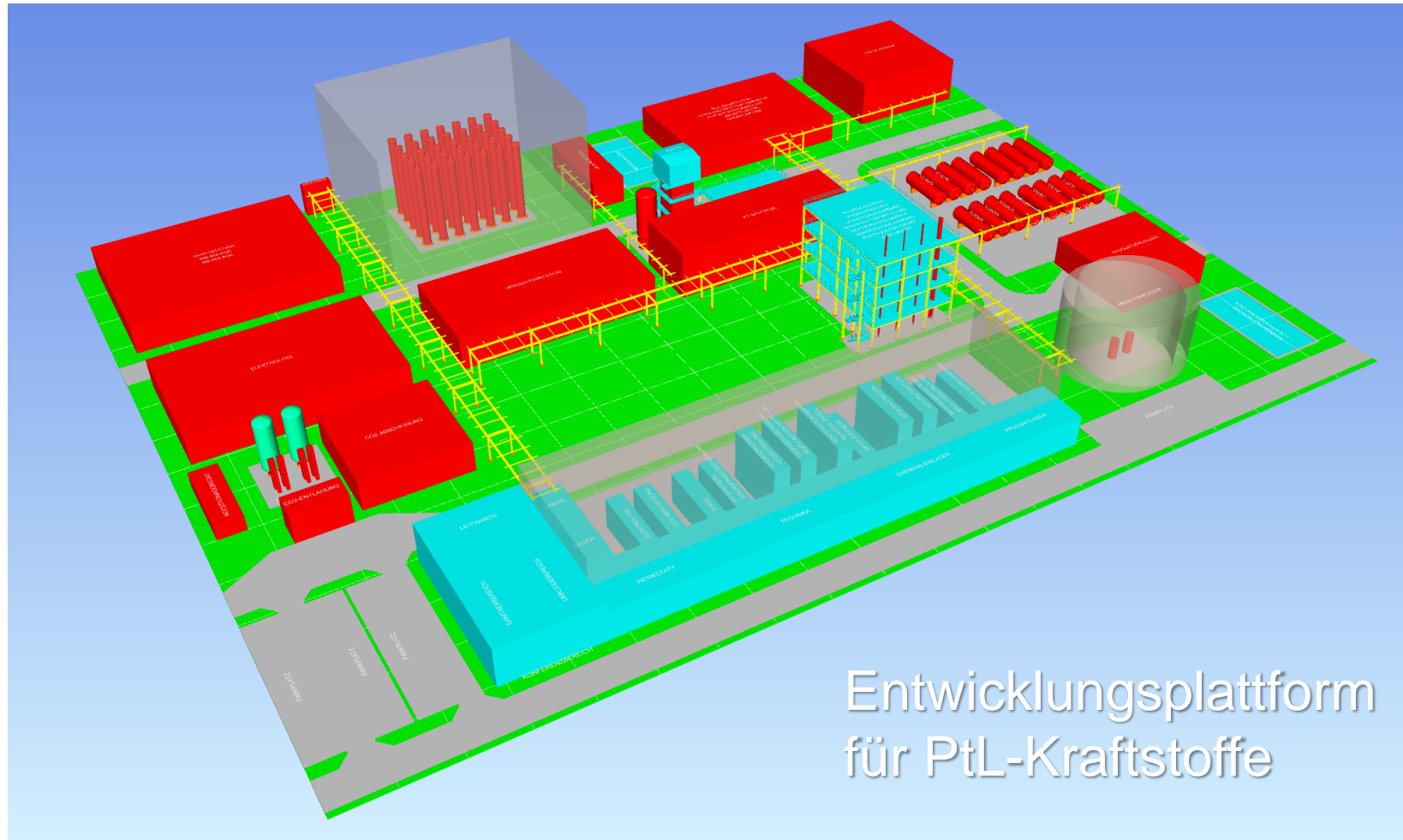


Erstausstattung Grundausrüstung Erweiterung / Partner

Ausblick

- ❖ Der Herstellungspfad über die Fischer-Tropsch-Synthese kann aus technologischer Sicht im angestrebten Maßstab umgesetzt werden; deshalb stellt diese Option den Kern des Demonstrationsstranges dar.
- ❖ Je nach Anwendungsfall kann der Wasserstoff von einer AEL oder PEMEL kommen; je nach Standort könnte auch „grüner“ Wasserstoff aus anderen Projekten verfügbar sein.
- ❖ Eine CO₂-Bereitstellung aus Punktquellen erscheint am idealsten; hier wären – je nach Standort – größere Biogas- und/oder Bioethanolanlagen prädestiniert, bei denen das CO₂ durch eine Aminwäsche abgetrennt werden könnte.
- ❖ Die Synthesegaserzeugung mittels „reverse Water-gas Shift“ Reaktion stellt aus technologischer Sicht die größte Herausforderung dar.
- ❖ Die Aufarbeitung des FT-Crude zu normenkonformem Kraftstoff ist Stand der Technik und sollte einfach umsetzbar sein.

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!



Präsentation 3

Technische Ausgestaltung

einer

Entwicklungsplattform für PtL-Kraftstoffe

beauftragt durch



Bundesministerium
für Verkehr und
digitale Infrastruktur

Technische Ausgestaltung einer Entwicklungsplattform für PtL-Kraftstoffe

Uwe Gaudig (Vortragender)
Griesemann Gruppe, Leipzig

15. Juli 2021



Die im Folgenden vertretenen Auffassungen liegen ausschließlich in der Verantwortung des Verfassers und spiegeln nicht notwendigerweise offizielle Positionen des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) als Auftraggeber wider. Damit sind keine rechtsverbindlichen Äußerungen des BMVI verbunden.



Entwicklungsplattform für PtL-Kraftstoffe

Projekt-Beteiligte

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR)

- Prof. Dr. Manfred Aigner
- Dr. Christoph Arndt
- Dr. Marina Braun-Unkhoff
- Prof. Dr. K. Andreas Friedrich
- Dr. Thorsten Jänisch
- Dr. Markus Köhler
- Dr. Patrick Le Clercq
- Uwe Molzberger
- Dr. Juliane Prause
- Heiko Wollenweber
- weitere Mitarbeitende des Projekt-Teams

Technische Universität Hamburg (TUHH)

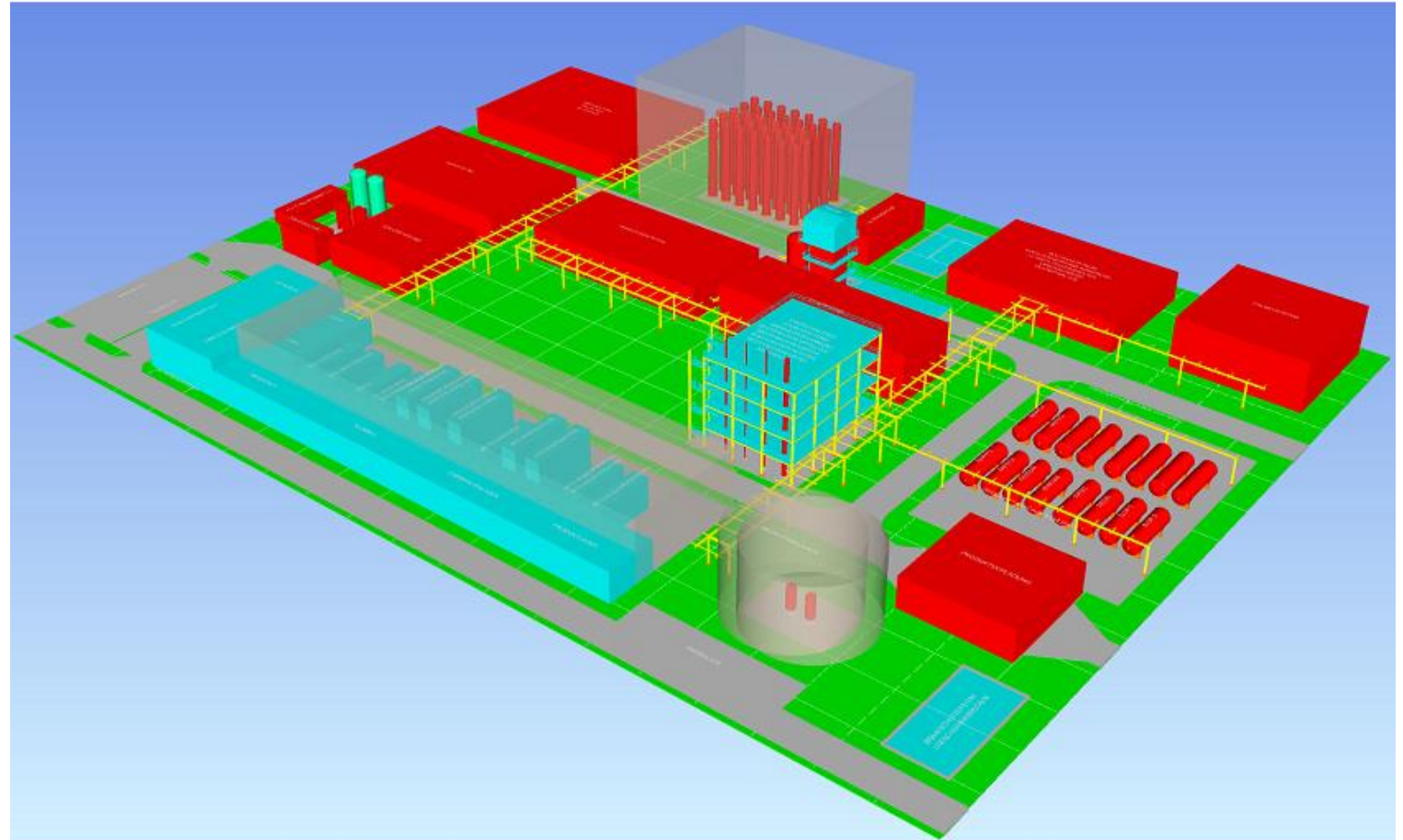
- Stefan Bube
- Fabian Carels
- Prof. Dr. Martin Kaltschmitt
- Dr. Ulf Neuling
- Tjerk Zitscher
- weitere Mitarbeitende des Projekt-Teams

Griesemann Gruppe / John Brown Voest GmbH (JBV)

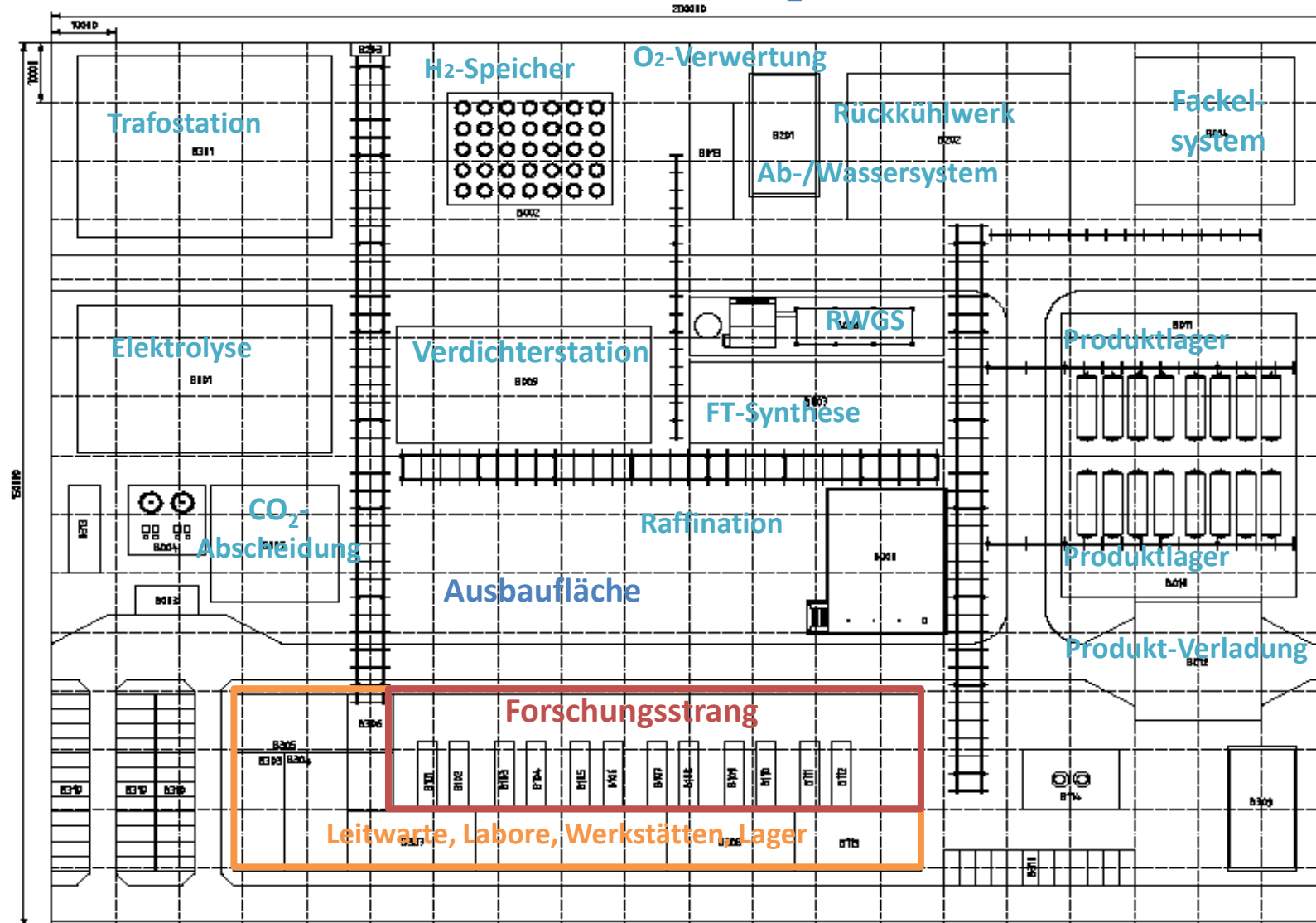
- Uwe Gaudig
- Martin Vorsatz
- weitere Mitarbeitende des Projekt-Teams

Technische Ausgestaltung EPP

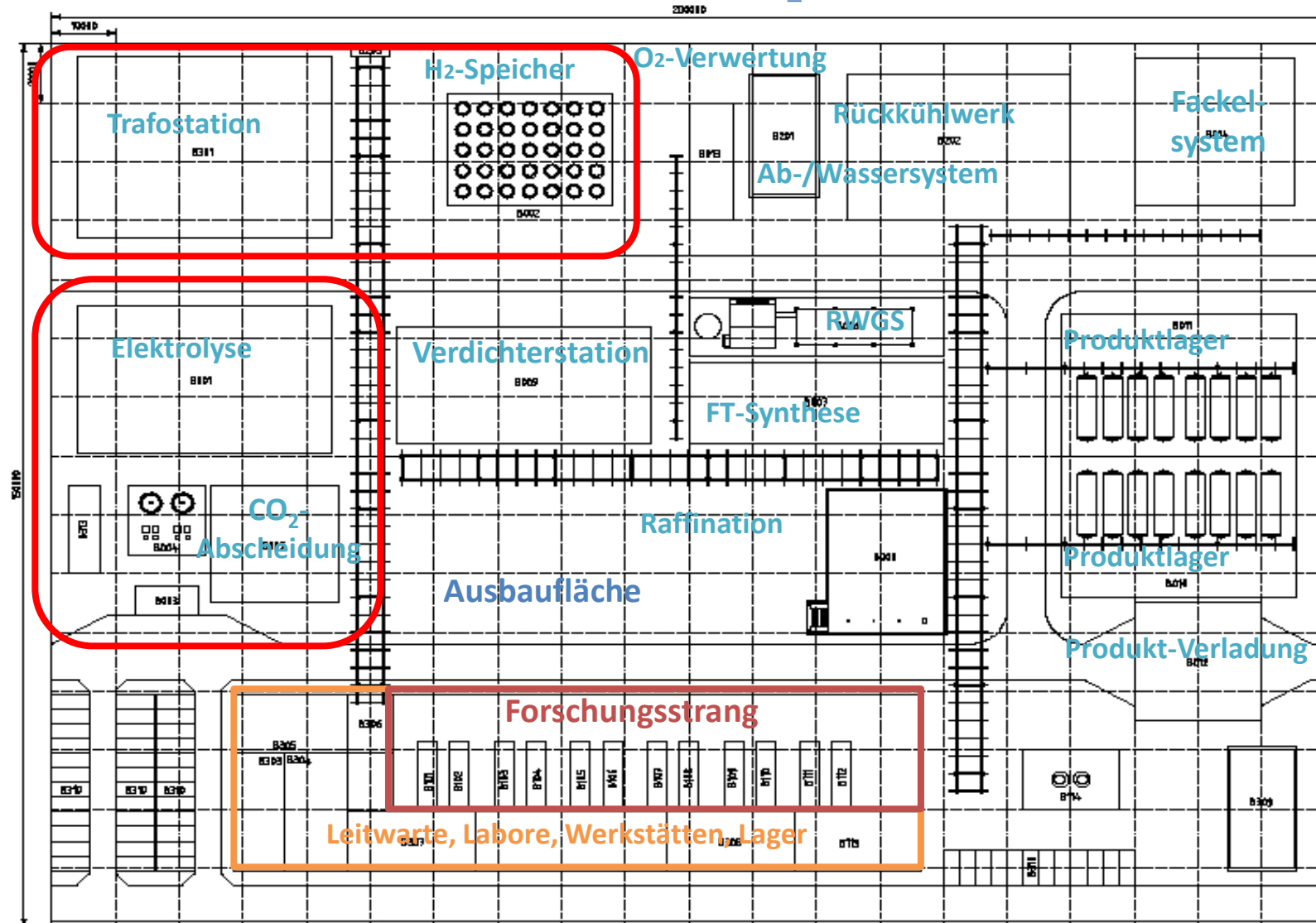
- Bedingung für eine Kostenermittlung ist die Grobspezifizierung der Anlagenmodule und die Entwicklung eines Anlagenlayouts
- Basis
 - 11 Blockfließbilder
 - 35 Prozessfließbilder
- Prozessoptimierte Anordnung der technologischen Module
- Optimierte Infrastruktur (Straßen, Trassen, Schutzzonen)
- Mindestanforderung ca. 3 ha Industriefläche



Layout EPP

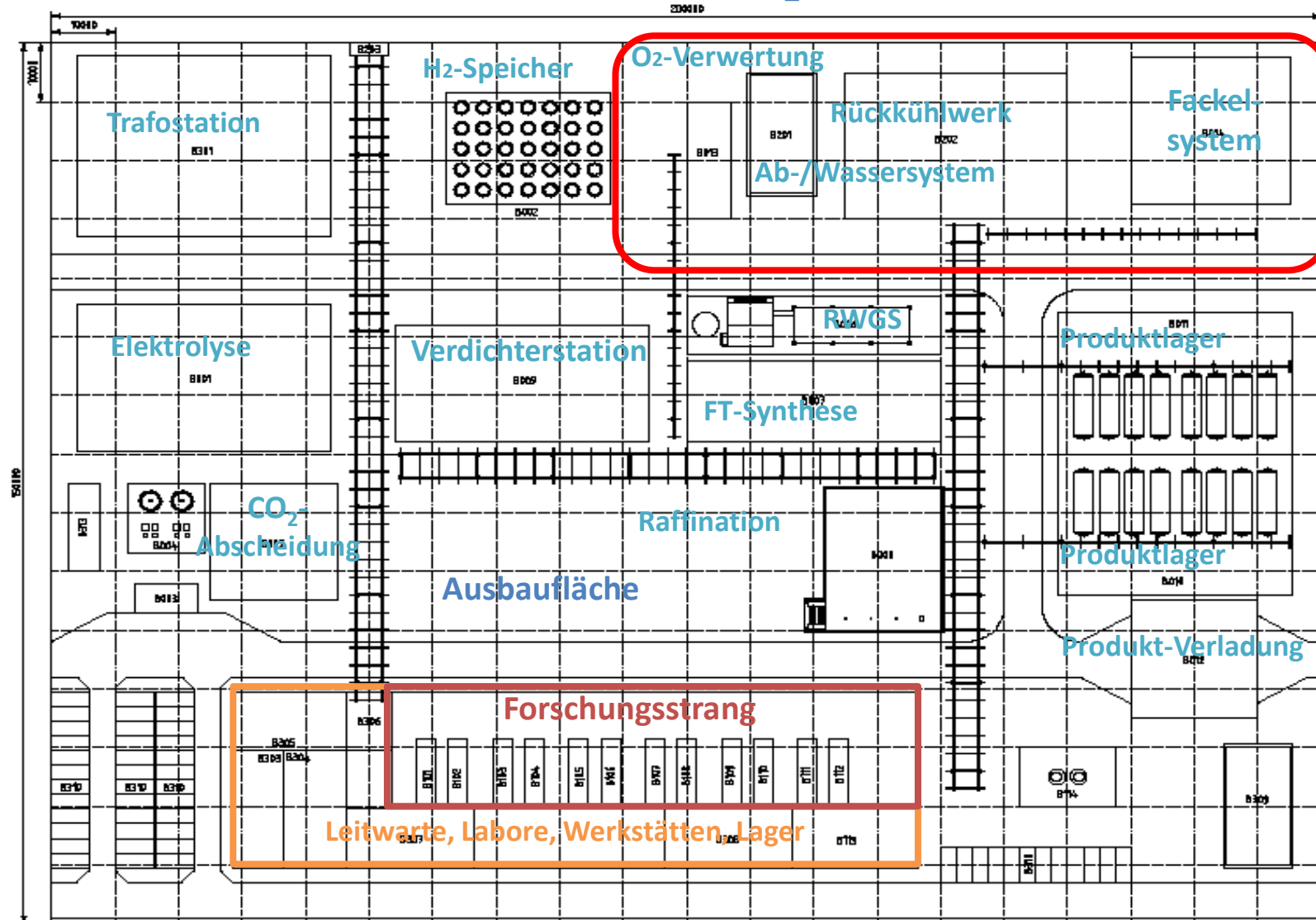


Layout EPP



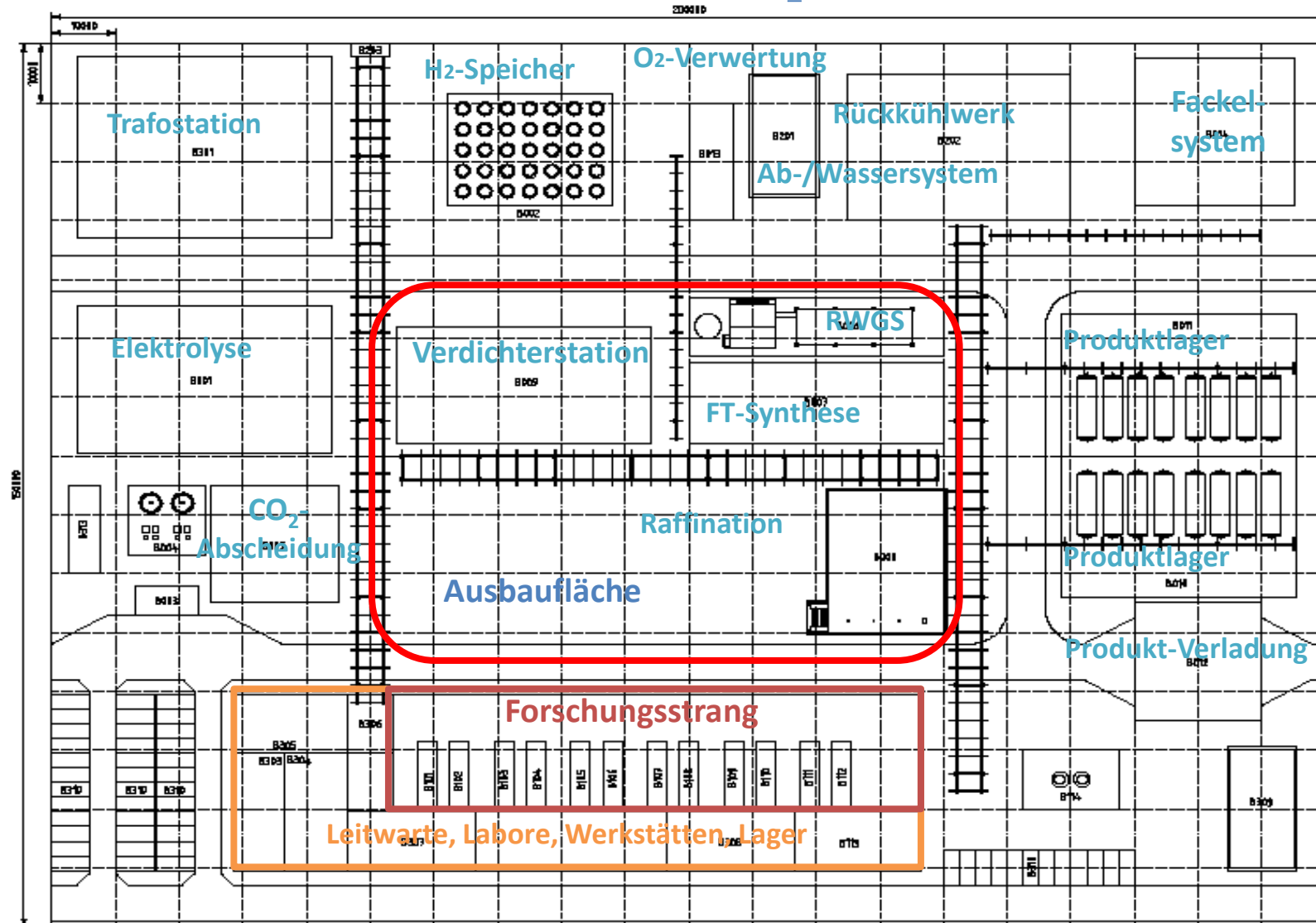
Bereitstellung der Ausgangsstoffe

Layout EPP



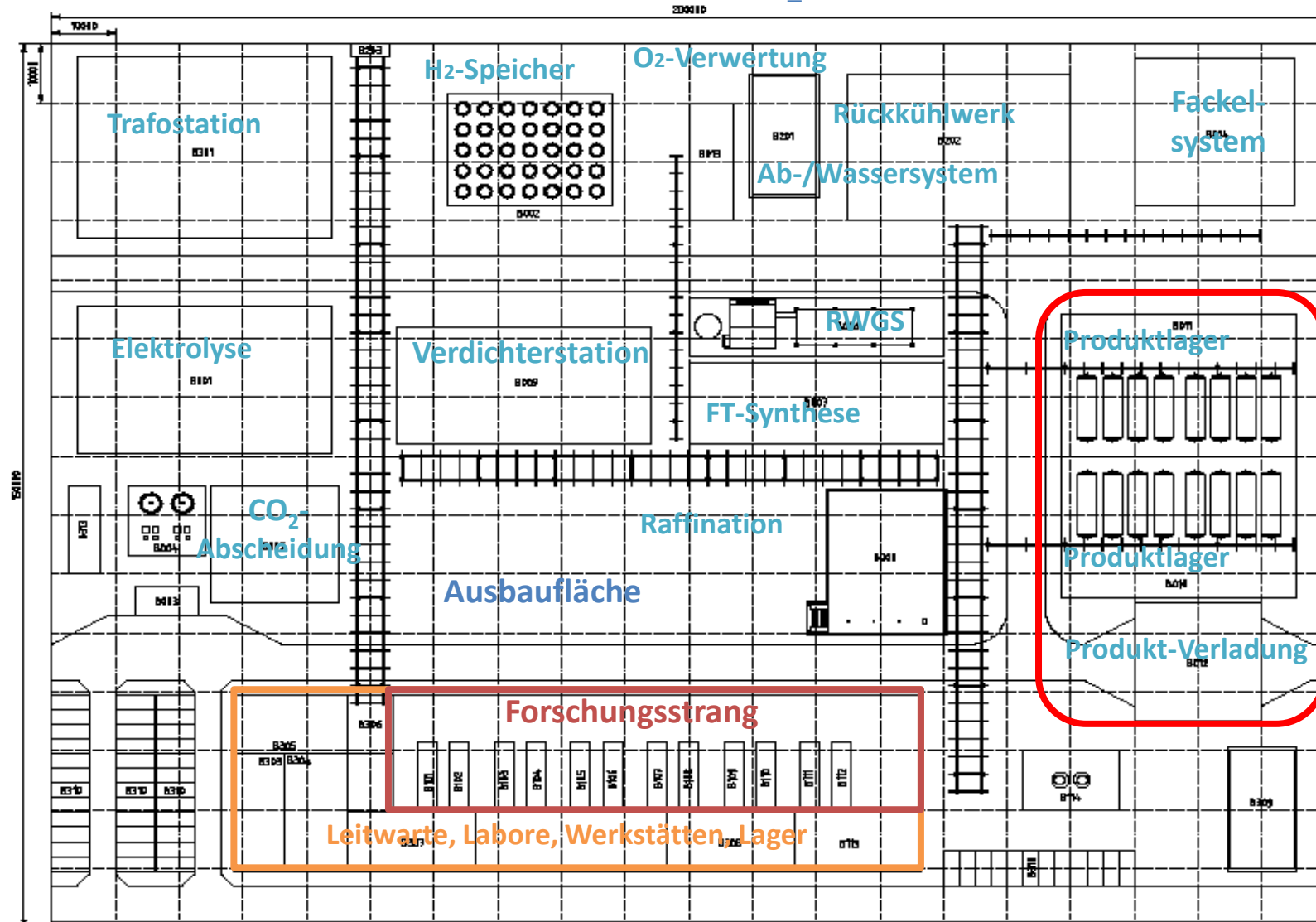
Nebenanlagen

Layout EPP



Kernprozess

Layout EPP

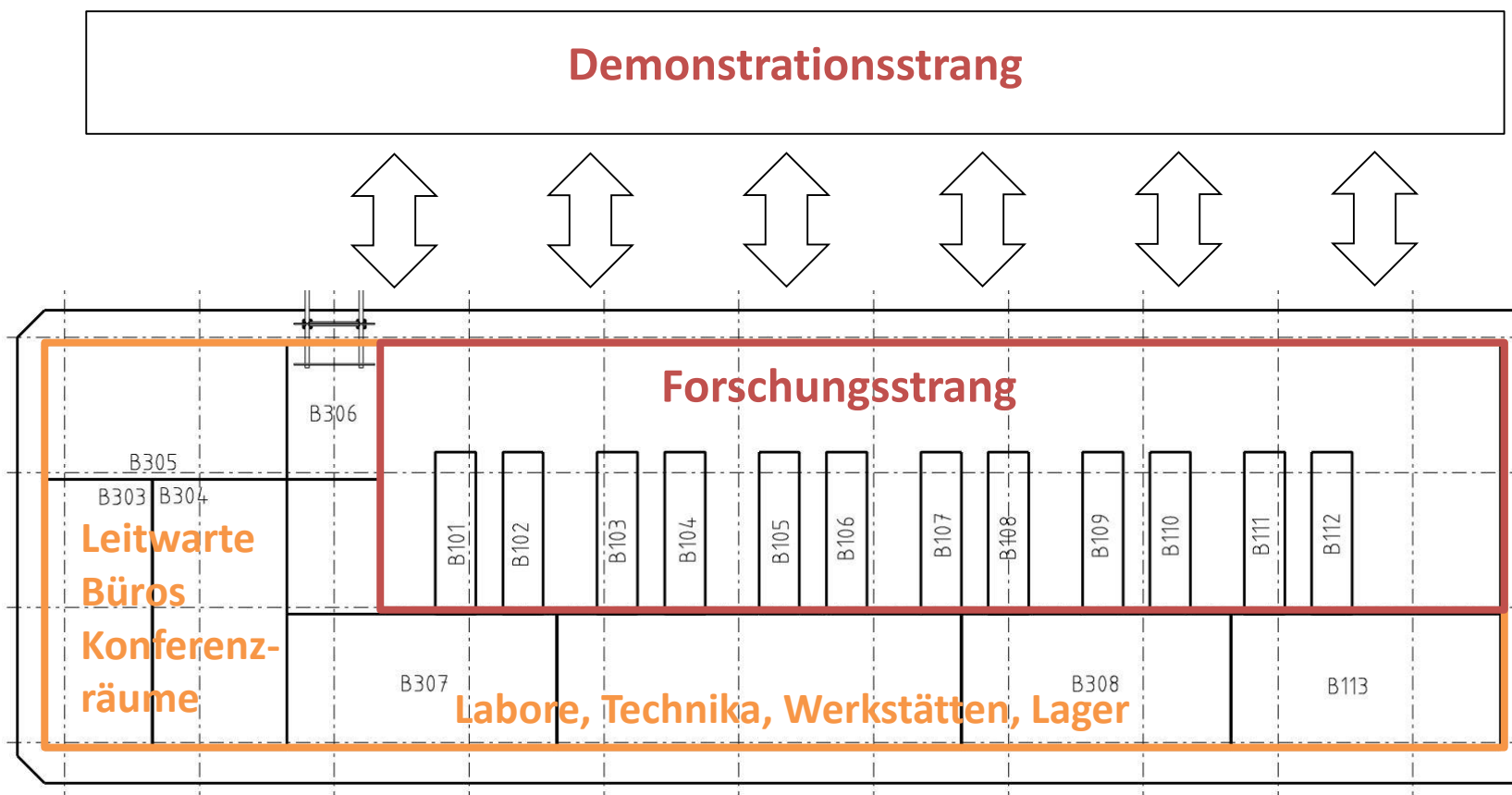


Produktlager

Layout EPP

- Berücksichtigung geltender gesetzlicher Regeln und Sicherheitsvorschriften
- Dimensionierung der Anlagenteile und Lagerflächen entsprechend der Durchsätze der beiden Stränge
- räumlich parallele Anordnung des Forschungsstrangs zum Demonstrationsstrangs
- Messwarte, Schulungsräume, Büro- und Mitarbeiterräume nahe am Forschungsstrang
- Berücksichtigung der hohen Öffentlichkeitswirksamkeit der EPP als Leuchtturmprojekt für Technologieentwicklung
- zentrale Ausbauflächen nutzbar:
 - für Vormontageaktivitäten, wenn die Kernprozesse auf neue Technologien im Demonstrationsstrang umgebaut werden
 - für zusätzliche Technologiemodule

Layout Forschungsstrang



Exemplarische Komponenten im Forschungsstrang

- ❖ Elektrolyse
- ❖ Energieoptimierung
- ❖ MTO-Oligomerisierung
- ❖ CO₂-Abscheidung/ DAC
- ❖ MeOH-Synthese
- ❖ MTG-Raffination
- ❖ MTO-Raffination
- ❖ MTO-Isomerisierung

Kostenschätzung

Nach Kostenermittlung für die Hauptausrüstungen lt. Ausrüstungsliste wurde als Kalkulationsmethode die Einzelfaktorenmethode (K. H. Weber: Engineering verfahrenstechnischer Anlagen, Springer Verlag, 2016) angewandt.

Bitte hier das Suchwort oder einen Teil davon eingeben: Kreiselpumpe

Gesucht wird in den Feldern Tag-Nummer, Bauteilbeschreibung, Firma

Einzel suche | Mehrfachsuche

Anfrage_ID	Pos	Tag-No	Anfragedatum	Beschreibung1	Beschreibung2	Preis	Einheit
0022-255410	4	P33160	26.02.15	Kreis		1,45	
0022-255410	3	P33150	26.02.15	Kreis		1,45	
0022-255410	3	P33150	26.02.15	Kreis		1,45	
0022-255410	2	P33140	26.02.15	Kreis		1,45	
0022-255410	2	P33140	26.02.15	Kreis		1,45	
0022-255410	1	P33130	26.02.15	Kreis		1,45	
0022-255410	1	P33130	26.02.15	Kreis		1,45	
0003-255405	8	P-101	18.06.14	Kreis			

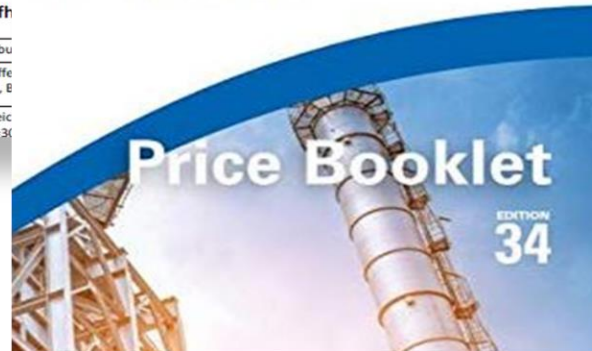
Ihr kaufmännischer Ansprechpartner:
Anfrage: 0001-P001092 Projekt: P001092
 (Bei Angebotslegung und Schriftverkehr immer angeben)
Angebotsabgabetermin: 14.04.2021

Sehr geehrter Herr

wir ersuchen um Erstellung eines für uns kosten ALLGEMEINEN BEDINGUNGEN für die Beschaffung Auslegungsdaten - über:

Herstellung von 2 Behältern bzgl. Wasserstoff

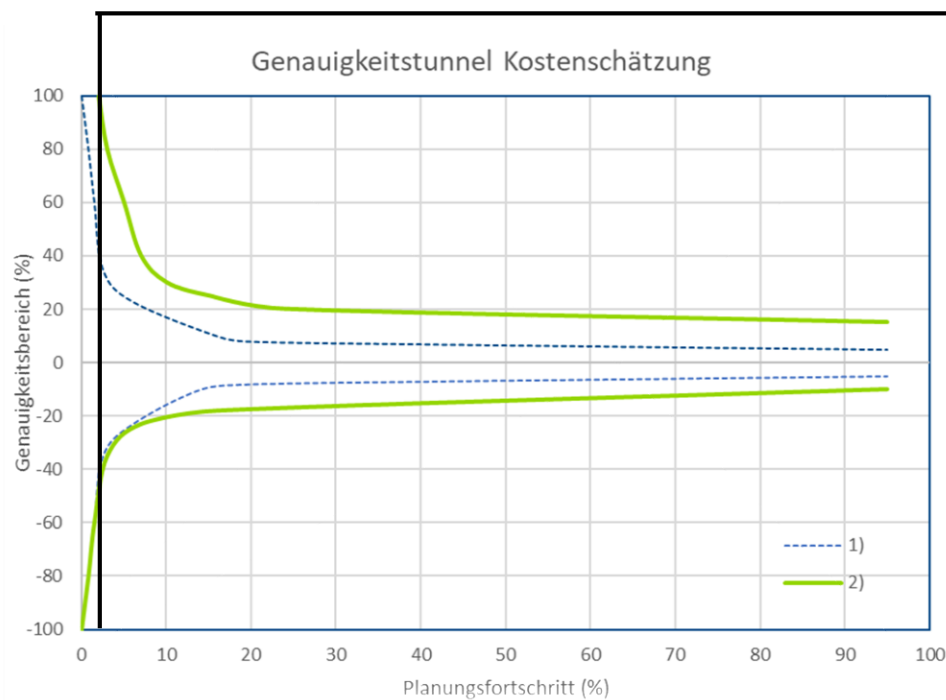
Position	TAG-/Teile-Nr.:	Dimension	Beschreibung
001	B002-09D02		Druckpuffe / T=70°C, E
002	B003-09D02		Druckspeicher / T=30°C, E



Lfd. Nr.	Anlagegegenstand bzw. Gewerk und/oder Arbeitsfähigkeit	Basisfaktor bzw. Zuschlagsfaktor	
		von	bis
1	<i>Kosten-Bezugsbasis: Kosten für Hauptausrüstungen (Maschinen, Apparate, Sonderausrüstung), inkl. Lieferung frei Baustelle</i>	1,00	
2	Nebenkosten insgesamt, davon:	2,35	4,94
2.1	Montage der Hauptausrüstung, inkl. Hebezeug	0,15	0,22
2.2	Material für Rohrleitungen, inkl. Rohrleitungsteile, Armaturen, Dichtungen	0,30	0,60
2.3	Montage der Rohrleitungen, inkl. Rohrleitungsteile, Armaturen, Dichtungen	0,20	0,40
2.4	Lieferung/Material der Prozessleittechnik (MSR)	0,45	0,90
2.5	Montage der Prozessleittechnik (MSR), inkl. Funktionsprüfung	0,20	0,45
2.6	Lieferung/Material der Elektrotechnik	0,18	0,36
2.7	Montage der Elektrotechnik	0,10	0,20
2.8	Lieferung und Montage der technischen Gebäudeausrüstung	0,08	0,18
2.9	Material und Leistung für Tiefbau (Fundamente, Erdarbeiten für Kabel- und Rohrverlegung, Oberflächenbefestigung)	0,08	0,20

Kalkulationsmethode

Die angewendete Einzelfaktorenmethode entspricht der Genauigkeitsklasse nach AACE (Association for the Advancement of Cost Engineering) Class 4, mit einer Kostengenauigkeit von ca. -30% bis +50%.



Schätzklasse	Planungsgrad	Ziel	Genauigkeit
Class 5	0% bis 2%	Concept Screening	-50% bis +100%
Class 4	1% bis 5%	Study or Feasibility	-30% bis +50%
Class 3	10% bis 40%	Budget, Authorization or Control	-20% bis +30%
Class 2	30% bis 70%	Control or Bid/Tender	-15% bis +20%
Class 1	50% bis 100%	Check Estimate or Bid/Tender	-10% bis +15%

1) PRIZING, Dr.-Ing. P.; RÖDL, Dr.-Ing. R; AICHERT, Ing. D., Investitionskosten-Schätzung für Chemieanlagen, Chem.-Ing.-Tech. 57 (1985) Nr. 1, S. 8–14

2) HUMPHREYS, Kenneth K., Project and cost engineers' handbook, Boca Raton, CRC Press, 2005, (4. Auflage)

Investitionskosten des Demonstrationsstranges

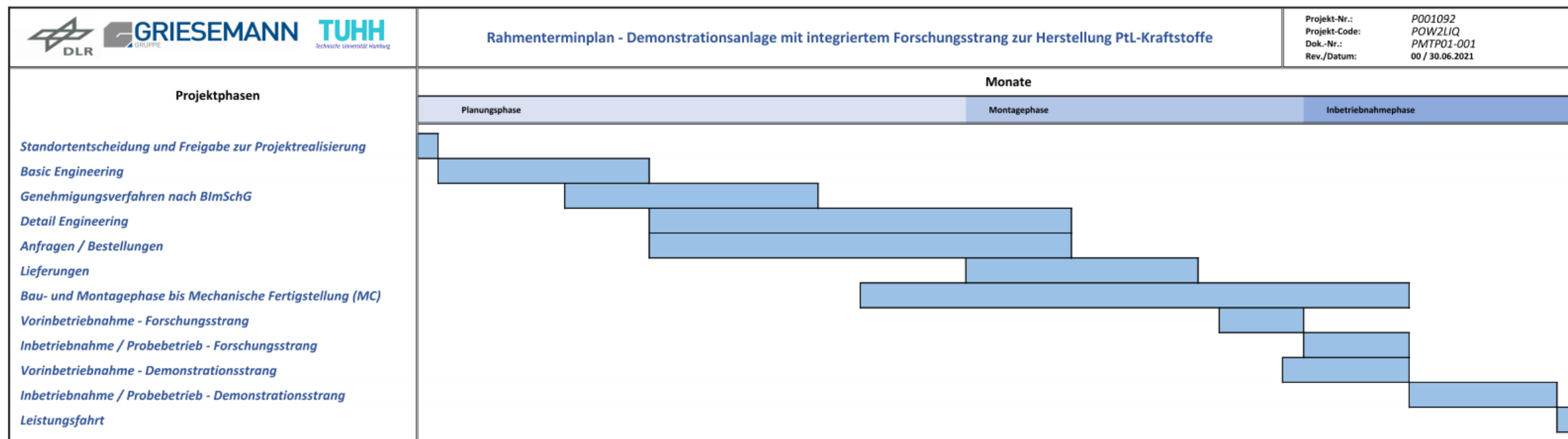
Baugruppe	Kosten
Elektrolyse	63,3 Mio. €
H ₂ Speicher	24,8 Mio. €
CO ₂ Abscheidung	23,0 Mio. €
CO ₂ Aufbereitung	10,7 Mio. €
CO ₂ Lagerung	6,0 Mio. €
RWGS, FT-Synthese	36,3 Mio. €
Hydrocracking, Hydrotreating, Gasrückgewinnung, Rektifikation Mittelöl, Wärmerückgewinnung, Rektifikation Naphtha, Rektifikation Kerosin, Rektifikation Diesel	33,2 Mio. €
Produktverladung, Produkt-TL on spec, Produkt-TL off spec	12,1 Mio. €
Fackelsystem	2,8 Mio. €
Brandschutz/Löschwasser	0,2 Mio. €
Abwassersystem	0,5 Mio. €
O ₂ Verwertung	13,3 Mio. €
Kühlwasserkonditionierung, Rückkühlwerk	4,4 Mio. €
Wasseraufbereitung	3,9 Mio. €
Utilities Wasser/ Dampf	2,1 Mio. €
Utility Instrumentenluft	1,6 Mio. €
Utility Stickstoff	1,5 Mio. €
Utility Natronlauge	0,5 Mio. €
Utility Bio-/Erdgas	0,1 Mio. €
Rückbau der Gesamtanlage	23,0 Mio. €
Gesamtsumme	263,3 Mio. €

Investitionskosten des Forschungsstranges

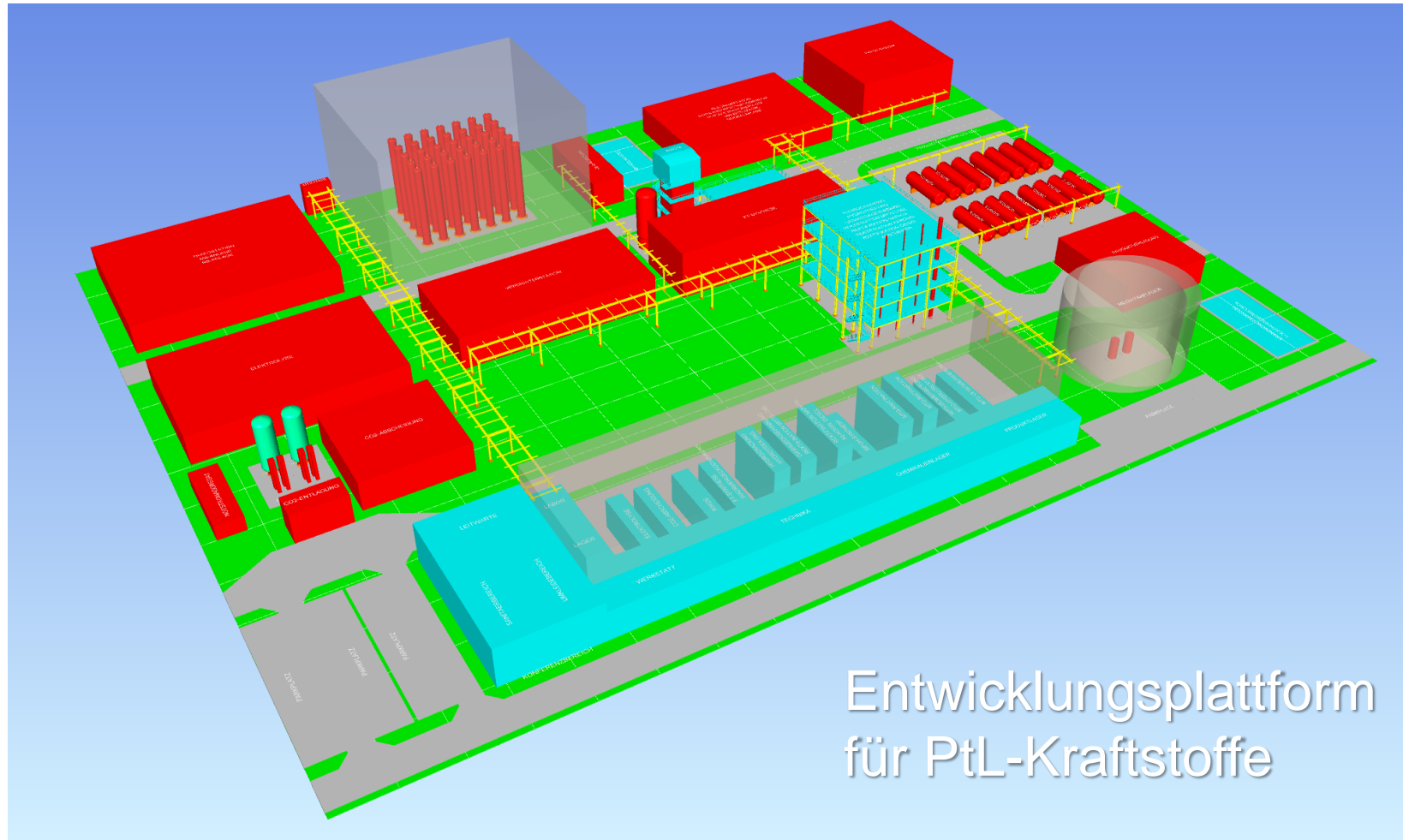
Bezeichnung	Summe
Hauptausrüstung	8,9 Mio. €
Analytik	3,9 Mio. €
Prozess-Monitoring	3,5 Mio. €
Gebäude	5,0 Mio. €
Gesamtkosten	21,3 Mio. €

Terminplan EPP

- Detailierung nach Standortwahl erforderlich
- Optimierungspotential durch:
 - Standortbedingungen
 - Vereinfachtes Genehmigungsverfahren
 - Zeitiges Sichern von Planungs- und Realisierungsressourcen
- Level 0 Terminplan (Projektzeitraum ca. 48 – 51 Monate):



Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!



Präsentation 4

Organisatorische Ausgestaltung einer

Entwicklungsplattform für PtL-Kraftstoffe

beauftragt durch



Bundesministerium
für Verkehr und
digitale Infrastruktur

Organisatorische Ausgestaltung einer Entwicklungsplattform für strombasierte Kraftstoffe

Uwe Molzberger (Vortragender)

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR)



15. Juli 2021

Die im Folgenden vertretenen Auffassungen liegen ausschließlich in der Verantwortung des Verfassers und spiegeln nicht notwendigerweise offizielle Positionen des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) als Auftraggeber wider. Damit sind keine rechtsverbindlichen Äußerungen des BMVI verbunden.



Entwicklungsplattform für PtL-Kraftstoffe

Projekt-Beteiligte

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR)

- Prof. Dr. Manfred Aigner
- Dr. Christoph Arndt
- Dr. Marina Braun-Unkhoff
- Prof. Dr. K. Andreas Friedrich
- Dr. Thorsten Jänisch
- Dr. Markus Köhler
- Dr. Patrick Le Clercq
- Uwe Molzberger
- Dr. Juliane Prause
- Heiko Wollenweber
- weitere Mitarbeitende des Projekt-Teams

Technische Universität Hamburg (TUHH)

- Stefan Bube
- Fabian Carels
- Prof. Dr. Martin Kaltschmitt
- Dr. Ulf Neuling
- Tjerk Zitscher
- weitere Mitarbeitende des Projekt-Teams

Griesemann Gruppe / John Brown Voest GmbH (JBV)

- Uwe Gaudig
- Martin Vorsatz
- weitere Mitarbeitende des Projekt-Teams

Administrative & organisatorische Ausgestaltung einer PtL-Plattform - Aufgabenteilung

Betrachtete Fragen:

- Wie bekommen wir die Prozesse eines „Wissenschaftsbetriebs“ verträglich mit den Betriebs- und Anpassungsprozessen einer PtL-Anlage organisiert?
- Wie können beihilferechtliche Probleme vermieden werden, wenn der produzierter Kraftstoff verwertet wird?
- Wie fördern wir den Gedanken der Forschung im Verbund, also den Gedanken von Forschungskonsortien? Und zwar mit Blick darauf, dass F&E-Projekte auf der Plattform möglichst dem beihilferechtlichen Begriff der „Wirksamen Zusammenarbeit“ genügen sollen?

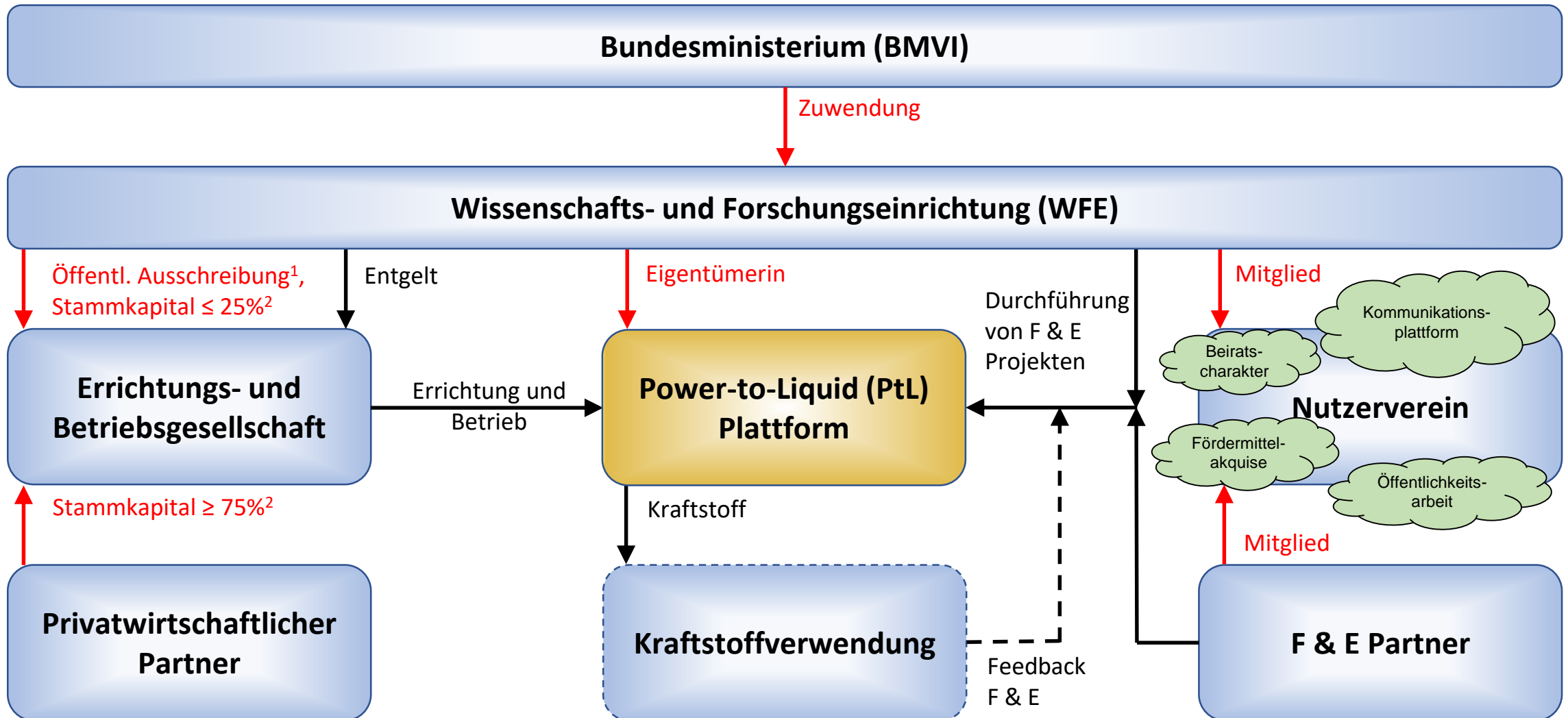
Die Fragen stellen sich dann, wenn

- die Finanzierung des Projektes über eine Zuwendung erfolgt und
- der Zuwendungsempfänger eine Organisationseinheit ist, die in der Regel im Sinne des „Unionsrahmen für Forschung und Entwicklung und Innovation“ nicht-wirtschaftlich tätig ist.

Dargestellt wird nachfolgend ein hierauf aufbauendes „**Szenario**“. Was aber auch bedeutet:

- **Andere Prämissen führen zu anderen Fragen und folglich anderen Überlegungen.**
- **Auch gleiche Prämissen und/oder gleiche Fragestellungen können zu anderen organisatorischen Überlegungen führen.**

Administrative & organisatorische Ausgestaltung einer PtL-Plattform - Aufgabenteilung

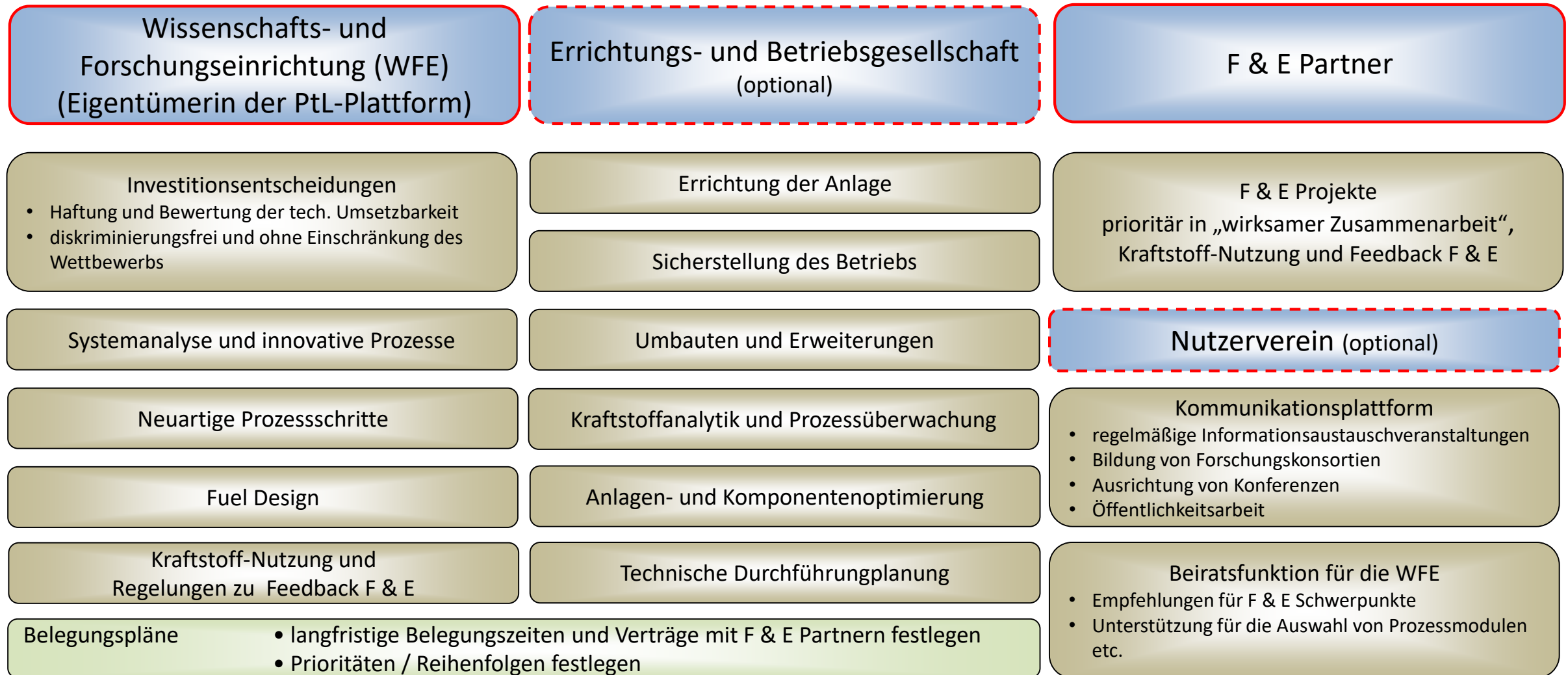


¹ Die öffentliche Ausschreibung regelt in der Leistungsbeschreibung die Errichtungs- und Betriebsbeauftragung und fragt **optional** die Bereitschaft einer gesellschaftsrechtliche Beteiligung an.

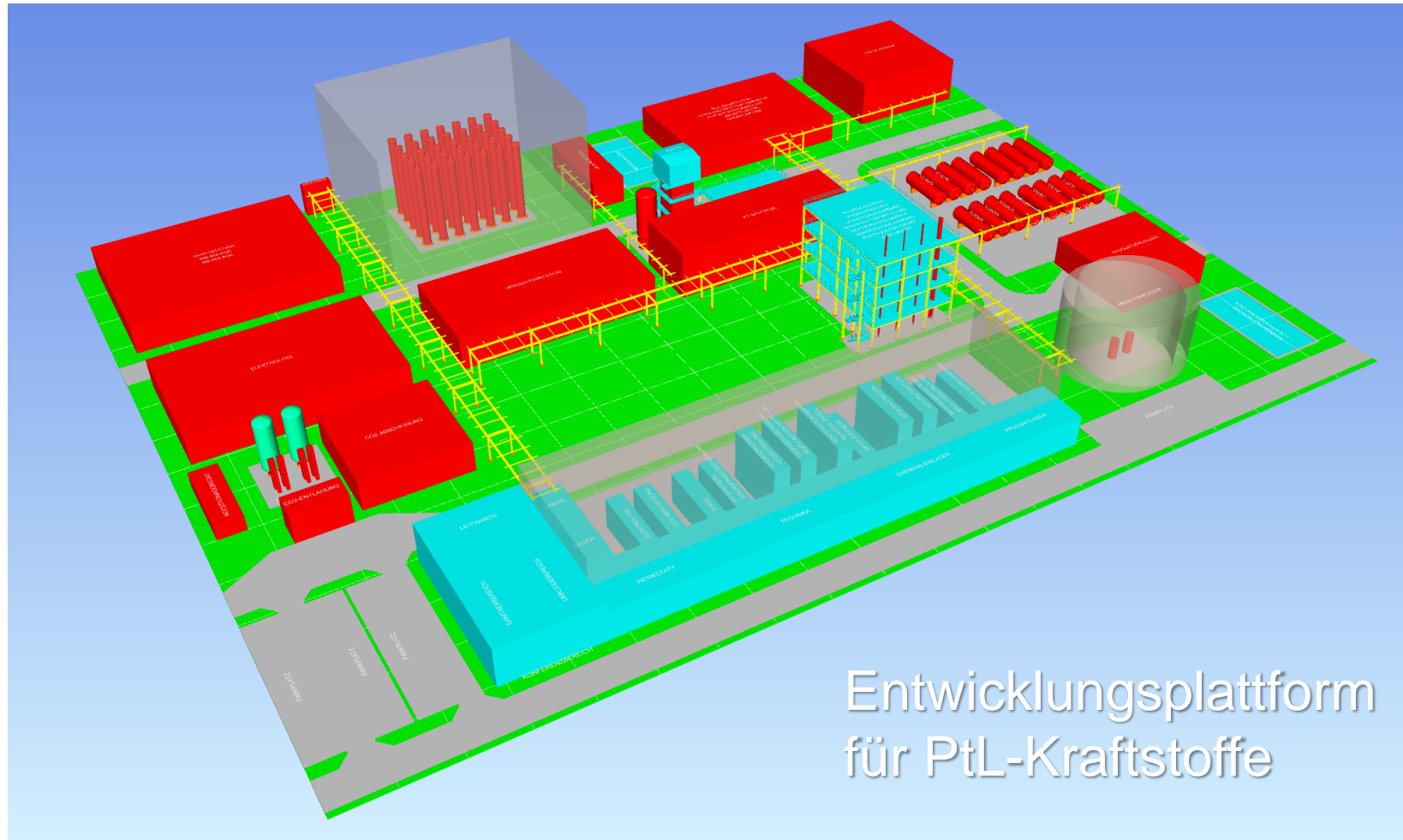
² Bei einer solchen gesellschaftsrechtlichen Beteiligung sind die jeweils geltenden einschlägigen Regelungen (z. B. §65 BHO) zu beachten.

Die Aufteilung des Stammkapitals hat hier lediglich indikativen Charakter.

Administrative & organisatorische Ausgestaltung einer PtL-Plattform - Aufgabenteilung



Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!



Teil 2: Schriftlicher Bericht

1. Umsetzungskonzept für den Demonstrationsstrang

1.1. Einleitung

Der Fokus des folgenden Kapitels liegt auf der Konzeptionierung eines Demonstrationsstrangs als Teil der PtL-Entwicklungsplattform. Die Analyse und Auswahl von PtL-Technologien für den Demonstrationsstrang basiert auf einer intensiven Recherche des Stands der Technik unter Einbeziehung von Expertinnen und Experten aus Industrie und Forschung. Die Ergebnisse zu dieser Expertenbefragung werden im Folgenden nicht detailliert diskutiert; sie können jedoch dem Anhang 1 entnommen werden.

Ausgehend davon werden in Kapitel 1.2 nochmals die grundlegenden Merkmale des Demonstrationsstrangs diskutiert. Dann wird in Kapitel 1.3 die auf den Ergebnissen der Expertenbefragung getroffene Technologieauswahl vorgestellt. Darauf aufbauend wurde eine verfahrenstechnische Grobauslegung des Demonstrationsstrangs durchgeführt, um wesentliche stoffliche und energetische Kennwerte ableiten zu können. Hierzu werden in den Kapiteln 1.4 bis 1.6 unterschiedliche Konfigurationen hinsichtlich der unterstellten Stromerzeugung sowie der CO₂-Quelle abgeleitet, darauf aufbauende Anlagenverschaltungen entwickelt sowie simuliert und ausgewertet. Anschließend werden in Kapitel 1.7 weitere nationale Vorhaben zur Errichtung und Erprobung von PtL-Technologien aufgeführt, um das für die PtL-Plattform entwickelte Konzept hinsichtlich Größenordnung und Aufbau abzugrenzen. Abschließend werden die Ergebnisse in Kapitel 1.8 zusammengefasst und die Alleinstellungsmerkmale des entwickelten Konzepts abgeleitet.

1.2. Grundlegende Überlegungen zum Demonstrationsstrang

Entsprechend den Ergebnissen aus der Expertenbefragung soll für die Erstausrüstung des Demonstrationsstrangs die Fischer-Tropsch-Route umgesetzt werden. Nach einhelliger Meinung der Expertinnen und Experten, die den vom Projektkonsortium erarbeiteten Stand der Technik im Wesentlichen bestätigten, weist die Methanol-Synthese als Alternativroute selbst zwar eine ausreichende technische Reife auf, die Weiterverarbeitung zu langkettigen Kohlenwasserstoffen – und hier insbesondere zu Kerosin – ist in der vorgesehenen Größenordnung jedoch bisher nicht realisierbar. Ein weiteres Hindernis stellt die noch fehlende Zulassung von PtL-Kerosin dar, das über die Methanol-Route hergestellt wird. Nach derzeitigem Stand ist hier nicht davon auszugehen, dass die Zulassung bis zur potenziellen Inbetriebnahme der Entwicklungsplattform erfolgen wird. Da eine Anforderung an die Entwicklungsplattform die Produktion von normenkonformen Kraftstoffen darstellt, wird für die weiteren Arbeiten ausschließlich ein Umsetzungskonzept für einen Demonstrationsstrang auf Basis der Fischer-Tropsch-Synthese erarbeitet. Diese Option ist durch die vorhandenen Normen abgedeckt

und ermöglicht einen entsprechenden Einsatz beispielsweise in kommerziellen Flugzeugen. Die Methanol-Route stellt jedoch weiterhin einen sehr vielversprechenden Produktionsweg dar; dies gilt insbesondere dann, wenn das Methanol als Zwischenprodukt zur Weiterverarbeitung importiert wird. Deshalb ist sie explizit für die Ausgestaltung des Forschungsstrangs (Kapitel 4) vorgesehen. Darüber hinaus wird der Platzbedarf für eine potenzielle zukünftige Erweiterung des Demonstrationsstrangs um eine Methanol-Synthese und einen anschließenden Methanol-to-Jet Prozess im Anlagenlayout (Kapitel 3.3.3) mit vorgesehen.

Insgesamt erscheint für den Demonstrationsstrang eine modulare und trotzdem möglichst robuste Anlagenkonfiguration sinnvoll. Dadurch kann neben einer erfolgreichen Demonstration der erfolgreichen Kopplung der jeweiligen Schnittstellen zwischen den einzelnen Anlagenkomponenten auch durch die dabei realisierten und demonstrierten Skalierungsschritte der einzelnen Technologien ein Markthochlauf bei einer potenziellen kommerziellen Umsetzung maßgeblich unterstützt werden. Gleichzeitig muss der Demonstrationsstrang jedoch auch die Demonstration der unterschiedlichen Einzeltechnologien, die als Technologiebausteine in der Entwicklungsplattform für PtL-Kraftstoffe integriert werden sollen, durch einen robusten Betrieb ermöglichen. Dementsprechend müssen für die einzelnen Technologiebausteine bereits erprobte Technologien eingesetzt werden, die eine zuverlässige, normenkonforme und auch betriebssichere Kraftstoffherstellung ermöglichen. Dies ist im Allgemeinen bei Technologien ab einem Technology Readiness Level (TRL) 7 gewährleistet. Nach erfolgreicher Inbetriebnahme des Demonstrationsstrangs können diese bereits erprobten Technologien dann schrittweise durch neue, innovativere Technologien ergänzt und / oder zum Teil auch substituiert werden, um letztere dann in einem entsprechend geeigneten Maßstab zu testen (Ausgangslage TRL 4/5, anheben auf TRL 5/6).

In Rücksprache mit dem BMVI als Auftraggeber wird die Anlage auf eine Jahresproduktion von 10 000 t an flüssigen Produkten (d. h. Kerosin, Diesel, Naphtha/Benzin) ausgelegt¹. Dabei ist zu beachten, dass dies die Auslegungskapazität bei einem Volllastbetrieb von 8 000 h/a darstellt, d. h. bei höheren / geringeren Betriebs- bzw. Volllaststunden erhöht bzw. verringert sich die Produktionsmenge entsprechend. Eine zunächst ebenfalls angedachte Auslegung auf zwei Produktionsstränge mit einer Kapazität von jeweils ca. 5 000 t/a erscheint aus heutiger Sicht nicht sinnvoll, da die Kosten für die beiden Stränge bei einer identischen Produktionskapazität in Summe deutlich höher wären als bei einem großen Strang. Aus gegenwärtiger Sicht würde eine Realisierung der Plattform mit zwei parallelen Strängen zu einem merklich höheren Investment bei einem nur begrenzten zusätzlichen Erkenntnisgewinn führen. Auch wenn nachträglich einer der beiden (kleineren)

¹ Dies entspricht auch der von unterschiedlichen Expertengruppen geforderten Größenordnung, siehe z. B. NPM AG1 Werkstattbericht Alternative Kraftstoffe (https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/wp-content/uploads/2020/12/NPM_AG1_Werkstattbericht_AK.pdf) oder die aireg Roadmap zur Entwicklung und Einführung nachhaltiger (Flugkraftstoffe https://aireg.de/wp-content/uploads/2020/04/200418_aireg_roadmap_deutsch.pdf)

parallel angeordneten Stränge auf die Methanol-Route umgebaut werden sollte, könnten zuvor verbaute Anlagenkomponenten voraussichtlich nicht bzw. kaum in die neue Anlagenkonfiguration übernommen werden, d. h. diese Komponenten wären nach einigen Jahren „stranded assets“. Darüber hinaus ist die angedachte Größenordnung von 10 000 t/a für eine entsprechende Demonstrationsanlage üblich und folgt den Erfahrungswerten beim Scale-up von solchen Anlagen. Dies zeigt sich auch in der Größenordnung vergleichbarer Demonstrationsanlagen zur Produktion anderer erneuerbarer Kraftstoffe². Da bisherige Forschungs- und Technikumsanlagen eine Größenordnung von ca. 1 000 t/a aufweisen und für industrielle Anlagen Produktionskapazitäten von mind. 100 000 t/a angedacht werden³ bzw. aus ökonomischen Gründen unter kommerziellen Gesichtspunkten mindestens notwendig sind, stellt die hier geplante Kapazität den dazwischenliegenden und typischerweise notwendigen Skalierungsschritt dar. Dies wäre auch nur eingeschränkt gegeben, wenn zwei parallele Stränge mit jeweils rund 5 000 t/a errichtet werden würden, da diese dann näher an einer Pilotanlage und damit weiter weg von einer Demonstrationsanlage liegen würden.

Ein weiterer Punkt, der für eine Größenordnung von ca. 10 000 t/a spricht, liegt in technischen Herausforderungen wie dem Downscaling von Fischer-Tropsch-Reaktoren und / oder dem Upscaling der benötigten Elektrolyseleistung. Kann die Plattform kontinuierlich (d. h. mit ca. 8 000 h/a) betrieben werden, wird eine Elektrolyseleistung von ca. 28 MW benötigt, bei direkter Kopplung mit einer erneuerbaren, fluktuierenden Stromerzeugung sogar ca. 42-47 MW (siehe Kapitel 1.6.5). Diese Leistung übersteigt somit deutlich die bisher im Bau befindlichen Elektrolyse-Anlagen (bisher größte Anlage mit 20 MW in Kanada⁴) und bringt somit weitere Herausforderungen mit sich. Trotzdem weist der angedachte PtL-Demonstrationsstrang die notwendige Größe auf, um die vorgesehenen Technologiebausteine in bisher nicht realisierter Größenordnung in einer realen Einsatzumgebung, d. h. in einem integrierten Gesamtprozess, umzusetzen. Zusätzlich sind für Fischer-Tropsch-Reaktoren unterschiedliche Reaktorbauweisen möglich, die je nach Größenordnung spezifische Vor- und Nachteile aufweisen. Hier ist zu beachten, dass die im Demonstrationsstrang erarbeiteten Erkenntnisse bei einer zu kleinen Fischer-Tropsch-Synthese und einer somit möglicherweise anderen Reaktorbauweise nur bedingt für ein weiteres Scale-up genutzt werden können⁵. Dieses Risiko kann bei der angedachten Größenordnung deutlich verringert werden.

² z. B. Sasol FTDR (Fischer-Tropsch Demonstration Reactor) ca. 6 – 25 kt/a, Choren BtL Beta ca. 14 kt/a, Wacker Burghausen PtL-Methanol Anlage, ca. 15 kt/a

³ NPM AG1 Werkstattbericht Alternative Kraftstoffe, https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/wp-content/uploads/2020/12/NPM_AG1_Werkstattbericht_AK.pdf

⁴ Abgerufen am 26.02.2021 <https://www.chemietechnik.de/energie-utilities/air-liquide-nimmt-weltweit-groesste-membranbasierte-elektrolyseanlage-in-betrieb-279.html>

⁵ Siehe z. B. Sasol GTL Technology Advancements, Folie 18 (https://www.sasol.com/sites/default/files/presentations_speeches/GTL_Technology_Advancements_WPC_SGodorr_Sasol_1323236922976_0.pdf)

Zusammengenommen ist eine Größenordnung von rund 10 000 t/a als ein sinnvoller und zielführender Kompromiss auf dem Weg hin zu einer angestrebten Kommerzialisierung von PtL-Anlagen zu sehen. Diese Größe verspricht ein potenziell umsetzbares kommerzielles Upscaling bei gleichzeitig wahrscheinlicher Realisierbarkeit der Plattform mit am Markt akquirierbaren Komponenten. Hinzu kommt, dass für diese Größenordnung bei der Industrie entsprechende Erfahrungen vorliegen; beispielsweise betreibt Sasol in Südafrika eine Fischer-Tropsch-Versuchs- bzw. Demonstrationsanlage in dieser Größenordnung – wenn auch nicht auf Basis erneuerbarer Energien.

1.3. Technologieauswahl

Im folgenden Abschnitt werden zunächst die aus der Expertenbefragung hervorgehenden Ergebnisse der Technologieauswahl resümiert und hiervon ausgehend die einzelnen Technologiebausteine des Demonstrationsstrangs bestimmt. Auf Grundlage der Technologieauswahl erfolgt in Kapitel 3.3.2 die Beschreibung der relevanten Technologien sowie die Darstellung des sich ergebenden Blockfließbilds der PtL-Anlage. In Abbildung 1 sind die Ergebnisse aus der Expertenbefragung qualitativ zusammengefasst.

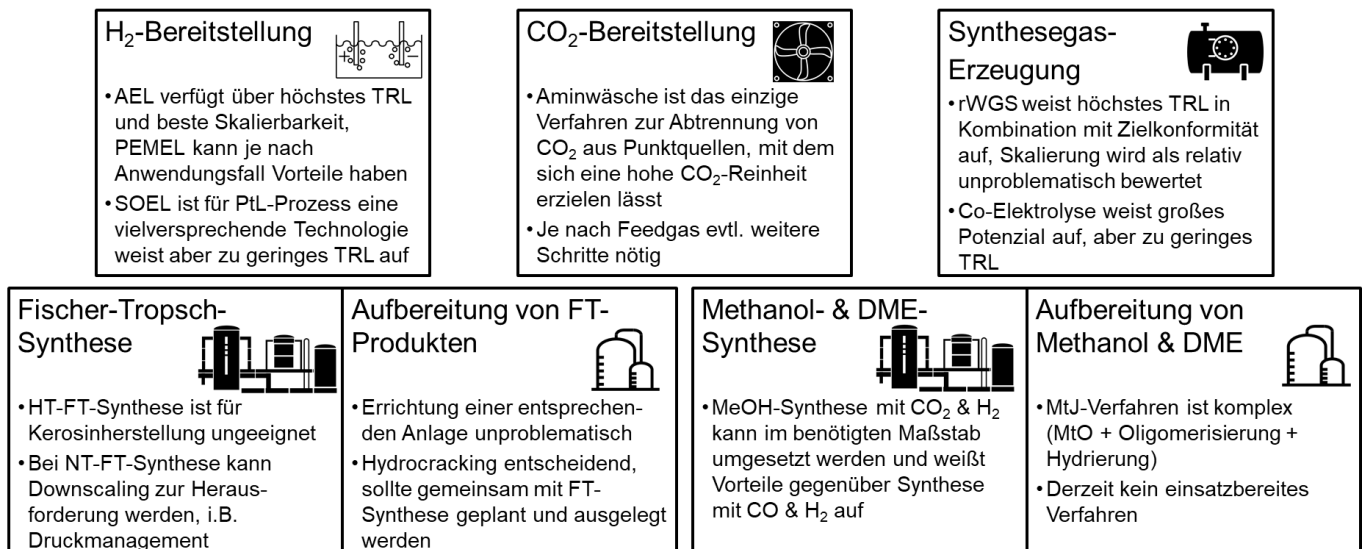


Abbildung 1: Zusammenfassung der Ergebnisse aus der Expertenbefragung.

Hieraus ergeben sich die im Folgenden dargestellten Technologien für eine Erstausrüstung des Demonstrationsstrangs:

- **H₂-Bereitstellung:** Kombination aus Alkalischer Elektrolyse (AEL) und Protonen-Austausch-Membran Elektrolyse (PEMEL) in zwei gleichgroßen Anlagen. Dies spiegelt zum einen den Stand der Technik wider, ermöglicht auf der anderen Seite aber auch den direkten Vergleich der unterschiedlichen Elektrolyseure im selben realen Einsatzfall. Außerdem können so Synergieeffekte bei der Verschaltung der unterschiedlichen Technologien mit den nachgeschalteten Prozessen (z. B. erhöhter Austrittsdruck PEMEL, konstante Fahrweise AEL) untersucht werden. Als Pufferspeicher wird ein Gasdruckspeicher vorgesehen.
- **CO₂-Bereitstellung:** Für die Abtrennung von CO₂ aus Gasströmen (d. h. CO₂-Punktquellen) wird eine Aminwäsche ausgewählt. Der potenziell notwendige Transport von der CO₂-Quelle bis zur Entwicklungsplattform erfolgt in verflüssigter Form, um die benötigten Volumina transportieren zu können. Diese ermöglicht potenziell auch eine notwendige Trocknung durch Auskondensation des Wassers. Als Pufferspeicher wird ein Flüssigdruckspeicher vorgesehen.
- **Synthesegas-Erzeugung:** Die Synthesegaserzeugung erfolgt über einen reversen Wassergas-Shift-Reaktor (rWGS) mit einer externen Wärmezufuhr.
- **Synthese:** Als Syntheseschritt wird eine Niedertemperatur Fischer-Tropsch-Synthese mit Cobalt (Co) Katalysator vorgesehen. Die Reaktorausführung erfolgt voraussichtlich als Festbettreaktor (z. B. Rohrbündel oder Mikrochannel).
- **Aufbereitung:** Für die Aufbereitung hin zu normenkonformem synthetischen Jet A-1 muss eine Hydrierung, ein Hydrocracking und/oder eine Isomerisierung vorgesehen werden⁶. Diese stellen etablierte Verfahren dar und werden je nach Zusammensetzung des Fischer-Tropsch-Syncrude eingesetzt bzw. ausgelegt.

Über diese Kernkomponenten hinaus werden weitere Komponenten wie Pumpen, Verdichter, Wärmeübertrager und Gas-Flüssig-Separatoren benötigt. Diesen werden bei der Modellierung des Demonstrationsstrangs entsprechend berücksichtigt und fließen mit in die Energiebilanz des Gesamtprozesses ein.

1.4. Rahmenannahmen und Konfigurationen

Die für den Demonstrationsstrang berücksichtigte PtL-Anlage auf Grundlage der Fischer-Tropsch-Synthese wird für eine Produktionsleistung von 10 000 t flüssiger Produkte pro Jahr für einen Anlagenverfügbarkeit von 8 000 Volllastbetriebsstunden (VLS) pro Jahr ausgelegt. Dies stellt somit die Nennkapazität der Anlage dar, bei geringeren Betriebsstunden (z. B. durch Anlagenrevision oder Austausch einzelner Module) reduziert sich die

⁶ ASTM, 2020. ASTM D7566 – 20c. Standard Specification for Aviation Turbine Fuel Containing Synthesized Hydrocarbons. ASTM International, West Conshohocken, PA.

Produktmenge entsprechend. Nach derzeitigem Stand ist ein Umbau mit einer Dauer von 1 - 2 Monaten pro Jahr angedacht, d.h. je nach tatsächlicher Dauer der Umbaumaßnahmen könnten die angesetzten 8 000 VLS erreicht werden. Bei Verzögerungen oder sehr komplexen Umbaumaßnahmen ist mit einem längeren Anlagenstillstand zu rechnen, wodurch sich die Betriebsdauer auf bis zu 6 000 VLS reduzieren könnte. Die durch die synthesebedingte Produktverteilung und anschließende Raffination auftretenden Fraktionen Naphtha ($C_6 - C_8$), Kerosin ($C_9 - C_{17}$) und Diesel ($C_{18} - C_{25}$) werden hierbei als flüssige Produkte berücksichtigt. Leichte Kohlenwasserstoffe (KWS) bis zur Kettenlänge C_5 werden im Prozess recycelt, um die Ausbeute an langkettigen KWS zu erhöhen.

Der zur Gewinnung von synthetischen KWS notwendige Kohlenstoff wird in PtL-Technologien durch Kohlenstoffdioxid bereitgestellt. Um ein potenziell CO_2 -neutrales Produkt herzustellen, darf das CO_2 nicht fossilen Ursprungs sein. Die viel diskutierte Abscheidung und erneute Nutzung von fossilem Kohlenstoff kann dabei mittelfristig CO_2 -Emissionen senken, langfristig aber zu keiner CO_2 -Neutralität führen. Die CO_2 -Abscheidung aus industriellen Punktquellen (sogenannte prozessspezifische CO_2 -Quellen) erscheint ebenfalls nur bedingt sinnvoll, da diese Quellen langfristig durch eine Dekarbonisierung der Industrie nicht mehr oder nur in sehr begrenztem Umfang zur Verfügung stehen könnten⁷. Die Abscheidung von CO_2 aus der Umgebungsluft (Direct Air Capture (DAC)) weist im Vergleich zur Abscheidung aus biogenen CO_2 -Quellen ein niedrigeres TLR sowie je nach DAC Technologie zusätzlich einen höheren spezifischen Energiebedarf auf. Im Rahmen der EPP werden aus diesem Grund ausschließlich direkt biogene oder bilanziell biogene CO_2 -Quellen betrachtet. Da voraussichtlich auch für andere Punktquellen eine Aminwäsche eingesetzt werden dürfte, sind die Ergebnisse jedoch weitestgehend übertragbar.

Als biogene CO_2 -Quellen können in Deutschland hauptsächlich Biogas-Anlagen (BGA) sowie Bioethanol-Anlagen (BEA) identifiziert werden. Dabei können Biogas-Anlagen in zwei Arten entsprechend der Biogasnutzung unterschieden werden: (i) mit CO_2 -Abtrennung und anschließender Biomethan-Einspeisung in das Gasnetz und (ii) Biogas-Anlagen mit direkter Verstromung bspw. in einem Blockheizkraftwerk (BHKW). Letztere stellen ebenfalls mögliche CO_2 -Quellen dar, haben in der Regel aber erheblich kleinere Biogas-Leistungen und damit auch geringere CO_2 -Potenziale, obwohl zusätzlich der Kohlenstoff aus dem Biomethan nach der Verbrennung als CO_2 anfällt. Weiterhin besitzen Anlagen mit direkter Nutzung des Biogases im Gegensatz zu Biomethan-Anlagen a priori keine CO_2 -Abscheidung. Das CO_2 -Potenzial einer üblichen Biogas-Anlage ergibt sich unter den Annahmen einer Biogas-Leistung von $500 \text{ Nm}^3/\text{h}$ (ca. 2,5 MW) und einem CO_2 -Anteil von 48 Vol.-% zu

⁷ Zitscher, T; Neuling, U; Habersetzer, A; Kaltschmitt, M. (2020). Determination of the resource potential of CO_2 from the German industry for PtX applications in 2017 and 2050. Resources, 9(12), 149. <https://doi.org/10.3390/resources9120149>

ca. 470 kg/h. Nach Angaben des Bundesverbands der deutschen Bioethanolwirtschaft e.V. (BDB)^{e8} werden in Deutschland derzeit sieben Bioethanol-Anlagen betrieben.

Das CO₂-Potenzial einer mittleren Anlage mit einer Ethanol-Jahresproduktionsleistung von 55 000 t/a kann auf Basis der zugrundeliegenden Stöchiometrie auf ca. 52 500 t/a beziffert werden. Fünf der in Deutschland betriebenen Anlagen liegen in dieser Größenordnung und weisen ein derartiges oder höheres CO₂-Potenzial auf. In der Regel werden in solchen Anlagen mehrere Fermenter parallel betrieben, um eine kontinuierliche Ethanol-Produktion auch bei einem Anlagenausfall oder notwendigen Revisionen gewährleisten zu können. Dementsprechend kann bei solchen Anlagen auch von einer kontinuierlichen CO₂-Versorgung ausgegangen werden.

Sowohl der Standort der PtL-Entwicklungsplattform, als auch die CO₂-Quelle und die Anbindung des Elektrolyseurs an die Stromversorgung (direkte Kopplung mit EE-Anlagen oder Netzanbindung) stehen zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht fest. Da diese aber teils große Auswirkungen auf die Auslegung einzelner Komponenten (im Wesentlichen CO₂- und H₂-Bereitstellung sowie deren Speicherung) haben, wurden unterschiedliche Fallbeispiele (im Folgenden Konfigurationen genannt) definiert, um eine möglichst große Bandbreite realer Umsetzungsvarianten abbilden zu können. Hinsichtlich der Anbindung des Elektrolyseurs wurde zwischen einer direkten Netzanbindung (entspricht einer bilanziellen Anrechnung von erneuerbarem Strom) und der direkten Kopplung mit einer Kombination aus Photovoltaik- (PV) und Windenergieanlagen (WEA) unterschieden. Hierfür wurde außerdem zwischen einem generischen Standort in Norddeutschland und in Süddeutschland unterschieden, da die Erträge und die zu erwartenden Volllaststunden für Strom aus WEA und PV-Anlagen in Deutschland regional teils sehr unterschiedlich ausfallen (generell höhere Auslastung WEA im Norden und PV im Süden).

Zusätzlich wurde für die CO₂-Quellen zwischen CO₂ aus BGA und BEA unterschieden. Bei Letzteren liegt das CO₂ bereits hoch rein vor (Reinheit von über 99 Vol.-%) und könnte direkt in einer PtL-Anlage genutzt werden. Auf Grund der bereits erwähnten geringeren CO₂-Konzentration im Biogas muss bei BGA hingegen zunächst das Biogas über entsprechende Prozesse (z. B. eine Aminwäsche) abgetrennt und potenziell weiter aufgereinigt werden (z. B. Schwefelabtrennung, Trocknung), bevor es weiter genutzt werden kann⁹. Die Strom- und CO₂-Quellen sowie die unterstellten Rahmenannahmen sind in Tabelle 1 dargestellt.

⁸ Infografik abgerufen am 23.02.2020: <https://www.bdbe.de/mediacenter/infografiken>

⁹ Hierbei steht die Abtrennung aus Biogas beispielhaft für weitere, prozessbedingte CO₂-Quellen (z. B. Zementwerke, Müllverbrennungsanlagen), die zwar eine geringere CO₂-Konzentration im Abgas aufweisen, dies jedoch mit den gleichen Prozessen abgetrennt werden könnte. Bei niedrigeren Konzentrationen ist dieser Prozess jedoch aufwendiger und somit energieintensiver.

Tabelle 1. Betrachtete Strom- und CO₂-Quellen.

		CO ₂ -Anteil (trocken)	CO ₂ -Potenzial
CO ₂ -Quelle	Biogas-Anlage	48 Vol.-%	0,47 t/h
	Bioethanol-Anlage	100 Vol.-%	6,01 t/h
		Standort	VLS ^a
Stromquelle	Netzstrom	-	8 000 h/a
	PVW-N	Norddeutschland	1 098 h/a / 2 569 h/a
	PVW-S	Süddeutschland	1 158 h/a / 2 308 h/a

^a Photovoltaik / Wind (Basisjahr 2019), VLS: Volllaststunden, N: Norddeutschland, S: Süddeutschland, PVW: Photovoltaik- und Windstrom

Aus der Kombination der betrachteten CO₂- und Stromquellen sowie der Standorte ergeben sich die in Tabelle 16 zusammengefassten sechs Konfigurationen. Dabei setzen sich die Konfigurationen wie folgt zusammen:

- BGA / Netz: CO₂ aus Biogas, Netzanbindung
- BGA / PVW-N: CO₂ aus Biogas, direkte Kopplung mit PV und WEA in Norddeutschland
- BGA / PVW-S: CO₂ aus Biogas, direkte Kopplung mit PV und WEA in Süddeutschland
- BEA / Netz: CO₂ aus Bioethanol-Anlage, Netzanbindung
- BEA / PVW-N: CO₂ aus Bioethanol-Anlage, direkte Kopplung mit PV und WEA in Norddeutschland
- BEA / PVW-S: CO₂ aus Bioethanol-Anlage, direkte Kopplung mit PV und WEA in Süddeutschland

Die Berechnung der Jahresvolllaststunden des Elektrolyseurs und der daraus resultierenden H₂-Speicherkapazität für einen kontinuierlichen Betrieb der nachgeschalteten Anlagen basiert auf einem Optimierungsmodell der TUHH. In diesem Modell wird die Wasserstoff-Bereitstellungskette (PV und WEA, Elektrolyseur, Kompressor und Speicheroption) in einer linearen Kostenoptimierung, basierend auf den lokalen Wetterdaten eines konkreten Standortes, ausgelegt. Die so ermittelten Parameter sind in Tabelle 16 entsprechend gekennzeichnet. Für die CO₂-Speicher wurden eine kontinuierliche Versorgung der PtL-Anlage bei potenziellen Anlagenausfällen sowie ein Puffer unterstellt. Da bei der Bereitstellung aus einer Biogas-Anlage eine Anlieferung potenziell per LKW erfolgt, muss der Puffer Feiertage o.ä. überbrücken können. Da die CO₂-Versorgung aus einer Bioethanol-Anlage als kontinuierlich angesehen werden kann, muss hier nur die Weiterversorgung der PtL-Anlage in einem Störfall gewährleistet werden.

Tabelle 2 Konfigurationsübersicht

	BGA/ Netz	BGA / PVW-N	BGA / PVW-S	BEA / Netz	BEA / PVW-N	BEA / PVW-S
CO ₂ -Quelle	Biogas	Biogas	Biogas	Bioethanol	Bioethanol	Bioethanol
Stromquelle	Netzstrom	Wind / PV	Wind / PV	Netzstrom	Wind / PV	Wind / PV
VLS EL in h/a	8 000	5 360 ^a	4 790 ^a	8 000	5 360 ^a	4 790 ^a
VLS FT-Synthese in h/a	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000
CO ₂ -Speicherkapazität in h	96	96	96	24	24	24
H ₂ -Speicherkapazität in h	24	93 ^a	99 ^a	24	93 ^a	99 ^a

CO ₂ -Speicherstrom in %	100	100	100	1,2	1,2	1,2
H ₂ -Speicherstrom in %	1,2	20,8 ^a	23,1 ^a	1,2	20,8 ^a	23,1 ^a

^a basierend auf Optimierungsmodell, BEA: Bioethanol-Anlage, BGA: Biogas-Anlage, EL: Elektrolyseur, FT: Fischer-Tropsch, N: Norddeutschland, Netz: Netzstrom S: Süddeutschland, PVW: Photovoltaik- und Windstrom, VLS: Volllaststunden

1.5. Technologie- und Anlagenbeschreibung

Der Überbegriff Power-to-Liquid (PtL) umfasst generell die Herstellung von flüssigen Kraftstoffen auf Basis von (grünem) Wasserstoff und (nachhaltigem) Kohlenstoffdioxid mit Hilfe erneuerbarer elektrischer Energie. Hierbei kann der Gesamtprozess in fünf wesentliche Prozessschritte unterteilt werden: die Wasserstoffherzeugung mittels Elektrolyse (H-Quelle), die Bereitstellung von Kohlenstoff (C-Quelle), die Synthesegasproduktion, die Kraftstoffsynthese einschließlich, sofern sinnvoll, der Synthese eines Zwischenproduktes (Kohlenwasserstoffe), und schließlich die Aufbereitung bzw. Raffination des Syntheseproduktes zu einem normenkonformen Kraftstoff. Für (fast) jeden dieser einzelnen Prozessschritte stehen derzeit mehrere und z. T. konkurrierende Technologien zur Diskussion. Diese sind teilweise unterschiedlich weit entwickelt (d. h. sie weisen einen unterschiedlichen technologischen Reifegrad auf) und unterscheiden sich somit auch hinsichtlich einer zeitnahen Einführung in den Markt.

Im folgenden Abschnitt werden die für die einzelnen Prozessschritte des Demonstrationsstrangs ausgewählten Technologien kurz beschrieben, bevor die daraus abgeleitete Gesamtanlagenkonfiguration dargelegt wird.

1.5.1. Beschreibung der Technologien und Teilprozesse

1.5.1.1 Wasser-Elektrolyse

Die Elektrolyse ist ein bereits im 18. Jahrhundert entwickelter Prozess zum Erzwingen von Redoxreaktionen mittels elektrischen Stroms. In jüngerer Vergangenheit wurden aufgrund des Potenzials in der Power-to-X (PtX)-Technologie große Anstrengungen unternommen, Wasser-Elektrolyseverfahren weiterzuentwickeln und kostengünstiger zu gestalten. Bei der Wasser-Elektrolyse wird Wasser elektrochemisch zu Wasserstoff und Sauerstoff aufgespalten. Die alkalische Elektrolyse (AEL) und die Polymer-Elektrolyt-Membran Elektrolyse oder auch Proton-Austausch-Membran Elektrolyse (PEMEL) sind die aus der Technologieauswahl (Kapitel 1.3) hervorgegangenen Technologien zur Wasserstoff-Produktion im Demonstrationsstrang und werden nachfolgend kurz diskutiert.

Die AEL wird seit Jahrzehnten kommerziell genutzt und ist großtechnisch verfügbar (TRL 9). Die Betriebstemperatur liegt üblicherweise zwischen 50 und 90 °C. Der Betriebsdruck kann je nach Bauweise bis zu 30 bar

betragen. Aufgrund elektrischer Verluste ergibt sich über den gesamten zulässigen Lastbereich ein exothermer Betrieb; d. h. eine Kühlung der Elektrolysestacks ist erforderlich. Alkalische Elektrolyseure erreichen derzeit Wirkungsgrade zwischen 55 und 70% (Basis Heizwert (lower heating value, LHV)).

Die PEMEL konnte besonders durch verbesserte Membranen in den letzten Jahren zu den Leistungen der AEL aufschließen. Kleine und mittlere PEMEL Anlagen befinden sich bereits im konventionellen Betrieb und Großanlagen sind in Planung. Stacks von wenigen Watt bis hin zu mehreren Megawatt pro Einheit sind heute am Markt verfügbar. Der TRL liegt bei 7 – 8. Das dynamische Verhalten der PEMEL Zellen, das große Lastwechselspannungen gewährleistet, ermöglicht einen flexiblen Lastbetrieb und damit den Einsatz volatiler Stromquellen. Die Betriebstemperatur liegt üblicherweise zwischen 50 und 90 °C. Der Betriebsdruck kann in speziellen Elektrolyseuren bis über 100 bar erreichen. Die Wirkungsgrade der PEMEL liegen im Bereich der AEL. Der Betrieb der Elektrolyseure ist ebenfalls über den gesamten zulässigen Lastbereich exotherm; d. h. auch hier müssen die Zellen gekühlt werden. Bei den im Rahmen der Simulation angenommenen Kennzahlen liegt der Wirkungsgrad der AEL bei 66% und der der PEMEL bei 67%.

1.5.1.2 CO₂-Abscheidung

Die Aminwäsche ist das im Rahmen der Technologieauswahl (Kapitel 1.3) bestimmte Verfahren zur CO₂-Abscheidung aus Punktquellen und basiert auf der chemischen Absorption von CO₂ in einem Amin-Wasser-Gemisch. Als Waschflüssigkeit kommen primäre, sekundäre oder tertiäre Amine sowie Amingemische in wässriger Lösung (ca. 30 Ma.-% Amin) zum Einsatz. Gängige Beispiele sind Monoethanolamin, Diethanolamin oder Methyldiethanolamin. Die Aminwäsche ist neben der Biogasaufbereitung und der Petrochemie mittlerweile auch bei der CO₂-Abscheidung aus Abgas Stand der Technik. Die Absorption des CO₂ erfolgt bei vergleichsweise tiefen Temperaturen von ca. 45 °C und einem leicht erhöhten Druck (ca. 2 bar). Die Desorption wird bei höheren Temperaturen (ca. 120 °C) und einem abgesenkten Druck realisiert. Die bei der exothermen Absorption freiwerdende Wärme muss bei der Desorption auf dem erhöhten Temperaturniveau erneut zugegeben werden. Für die CO₂-Abscheidung aus Biogas kann – abhängig von Waschlösung und Betriebsbedingungen – dabei ein thermischer Energiebedarf zwischen 0,6 – 1,1 kWh_{th}/kg_{CO₂} angenommen werden. Der elektrische Energiebedarf der Technologie ist mit 0,01 – 0,06 kWh_{el}/kg_{CO₂} verhältnismäßig gering. Für die Abscheidung aus Abgasen von Verbrennungsprozessen und anderen industriellen Quellen mit geringeren CO₂-Konzentrationen (15 – 50 Vol.-%) sind vergleichbare thermische Energiebedarfe zu erwarten, da diese überwiegend zur Desorption des CO₂ benötigt werden. Die elektrischen Energiebedarfe hingegen steigen mit zunehmender Verdünnung des CO₂ im Abgasstrom, da zur Absorption hierbei größere Gas- und Waschlösungsmengen umgewälzt (Verdichter- und Pumpleistung) werden müssen.

1.5.1.3 CO₂-Transport und Speicherung

Zum Transport und zur Speicherung von CO₂ wird dieses üblicherweise verflüssigt, um notwendige Speicher- und Transportvolumina zu reduzieren. Der spezifische Energiebedarf der Verflüssigung beträgt ca. 120 kWh/t_{CO₂} und wird in Form elektrischer Energie zur Kompression und Kühlung benötigt. Druck und Temperatur des verflüssigten CO₂ können über den flüssigen Bereich im Phasendiagramm variieren, liegen aber üblicherweise bei über 20 bar und ca. – 20 °C.

1.5.1.4 Synthesegasproduktion

Zur Aktivierung des abgeschiedenen CO₂ muss dieses zuvor unter Zugabe von Wasserstoff mittels umgekehrter Wassergas-Shift-Reaktion (rWGS) zu CO reduziert werden. Die rWGS ist eine leicht endotherme Reaktion. Dabei fällt das Gleichgewicht mit zunehmender Temperatur auf die Produktseite. Bei ca. 800 °C und äquimolarer Edukt-Zusammensetzung erreicht die Reaktion im Gleichgewichtszustand einen Umsatz nahe 50%. Für Temperaturen ab 800 °C kann bei ausreichender Verweilzeit das Erreichen des chemischen Gleichgewichts im rWGS-Reaktor angenommen werden. rWGS-Reaktoren sind in der Regel Rohrreaktoren, die mit einem festen Katalysatorbett gefüllt sind und unter möglichst hohen Temperaturen betrieben werden. Eine hohe Reaktortemperatur ist nicht nur für das Gleichgewicht der rWGS-Reaktion entscheidend, sondern auch um unerwünschte, exotherme Gleichgewichtsreaktionen wie die Methanisierung zu unterdrücken, wodurch insgesamt der Wasserstoffverbrauch gesenkt wird. Da die rWGS-Reaktion äquimolar abläuft, liegt keine signifikante Druckabhängigkeit des Gleichgewichts vor. Jedoch ist darauf zu achten, dass die unerwünschte Methanisierung mit steigendem Druck signifikant zunimmt. Die rWGS-Reaktion erfolgt daher bei Temperaturen von 700 bis 1 000 °C und Drücken von bis zu 30 bar in einer meist allothermen Prozessführung. Das Reaktionsprodukt beinhaltet pro Mol Kohlenstoffmonoxid ein Mol Wasser, das als Dampf vorliegt und zur Abtrennung kondensiert werden kann. Gängige Katalysatoren basieren auf Metallen wie Kupfer, Eisen, Nickel oder Kobalt, die auf verschiedene Metalloxid-Trägermaterialien aufgebracht sein können.

Da heutzutage die Synthesegaserzeugung überwiegend noch auf fossilen Rohstoffen (z. B. über die Erdgas-Reformierung oder die Kohle-Vergasung) beruht, ist die rWGS-Reaktion als Alternative noch nicht industriell voll etabliert und befindet sich entsprechend noch bei TRL 6 (siehe Anhang 1). Da heterogen katalysierte Gasreaktionen generell gut zum Scale-up geeignet sind, ist eine unproblematische großtechnische Implementierung des rWGS-Prozesses zu erwarten. Herausforderungen liegen vorwiegend in den hohen Reaktortemperaturen und in einer geeigneten Temperaturführung der Reakt. Die Einstellung des genauen Synthesegasverhältnisses kann über die Zufuhr von Wasserstoff vor sowie nach der rWGS erfolgen.

1.5.1.5 Fischer-Tropsch-Synthese

Die Fischer-Tropsch-Synthese ist eine heterogen katalysierte Polymerisation von Kohlenmonoxid und Wasserstoff zu Kohlenwasserstoffen (KWS) unterschiedlicher Kettenlängen. Aufgrund begrenzter Selektivitäten besteht das Produktgemisch aus einer Vielzahl unterschiedlicher Kohlenwasserstoffe. Die Zusammensetzung des synthetisch erzeugten Rohöls (Syncrude) ist dabei stark abhängig vom verwendeten Katalysator und den Reaktionsbedingungen. In der Technologieauswahl (Kapitel 1.3) konnte dabei die Cobalt-katalysierte Tieftemperatur-Fischer-Tropsch-Synthese (Co-LTFT) als geeignetes Verfahren für die Produktion möglichst langkettiger KWS bestimmt werden. Eine Einflussnahme auf die Selektivität erfolgt hauptsächlich über das Synthesegasverhältnis, die Reaktionstemperatur, den Katalysator und den Reaktionsdruck. Da die Desorption der KWS vom Katalysator endotherm ist, führt eine Temperaturerhöhung verstärkt zu Kettenabbrüchen und somit zu kurzkettigen Produkten mit einem geringeren Hydrierungsgrad. Die typische Betriebstemperatur der Co-LTFT-Synthese liegt daher bei ca. 220 °C. Bei einem leicht über-stöchiometrischen Synthesegasverhältnis H_2/CO von 2,0 bis 2,1 werden FT-Reaktoren üblicherweise bei Betriebsdrücken von 20 bis 30 bar betrieben. Neben unverzweigten Alkanen, Alkenen und Wasser entstehen bei der Co-LTFT-Synthese weitere Reaktionsnebenprodukte wie Alkohole, Cycloalkane und verzweigte KWS. Dieses Produktgemisch wird als synthetisches Rohöl (kurz Syncrude) bezeichnet.

Nach dem Verlassen des Fischer-Tropsch-Reaktors wird das heiße Reaktionsprodukt (d.h. das Syncrude) üblicherweise in einem ersten Abscheider von den bereits flüssig vorliegenden Wachsen getrennt (Heißabscheider) und anschließend in einem weiteren Abscheider heruntergekühlt (Kaltabscheider). Hierbei kondensieren Teile des Gemisches aus und bilden eine polare Phase (Wasser und Alkohole) und eine unpolare Phase (KWS). Die verbleibende Gasphase, die überwiegend nicht umgesetztes Synthesegas, Methan und Kohlenstoffdioxid enthält, kann dem Syntheseprozess zurückgeführt werden. Die flüssigen KWS müssen nachfolgend weiteren Aufbereitungs- und Trennschritten unterzogen werden.

1.5.1.6 Raffination

Die vollständige Hydrierung von flüssigen Alkenen zu Alkanen mittels Wasserstoff ist dabei ein typisches Verfahren zur Aufbereitung von synthetischem Kerosin. Die Hydrierung ist sowohl zur Einhaltung der Kerosin-Spezifikation als auch zur Vorbehandlung für die weitere Aufbereitung erforderlich. So kann eine dem Hydrocracking vorgeschaltete Hydrierung den bifunktionalen Katalysator des Hydrocrackers vor Deaktivierung schützen und zusätzlich dessen Selektivität erhöhen. Neben der Hydrierung von Alkenen wird der Prozess der Hydrierung auch zur Desoxygenierung von im FT-Gemisch enthaltenen Oxygenaten verwendet. Lineare Olefine lassen sich generell deutlich einfacher hydrieren als verzweigte Olefine, was sich positiv auf die Hydrierung

von FT-Syncrude auswirkt. Konventionelle Hydrierungsreaktoren werden bei Temperaturen von 100 bis 280 °C und hohen Wasserstoff-Partialdrücken betrieben.

Einen weiteren essenziellen Schritt der Syncrude-Aufbereitung stellt das Aufspalten der Wachs-Fraktion im Hydrocracker dar. Die in der LTFT-Synthese erzeugten Wachse machen einen erheblichen Anteil (bis zu ca. 50 Ma.-%) des Syntheseprodukts aus und müssen daher für die Kraftstoff-Fractionen ($<C_{25}$) verfügbar gemacht werden. Fischer-Tropsch-Wachs-Hydrocracking wird unter milderen Bedingungen durchgeführt und benötigt aufgrund der sehr geringen Mengen an Heteroatomen und Aromaten kaum Wasserstoff. Bei Temperaturen von 325 bis 375°C und Drücken von 35 bis 70 bar werden langkettige KWS unter Zugabe von Wasserstoff aufgebrochen, hydriert und isomerisiert. Die Wahrscheinlichkeit des Kettenbruchs steigt dabei mit zunehmender Kettenlänge. Es entstehen Produkte mit geringerer molarer Masse, geringerem Siedepunkt und verbesserten Tieftemperatureigenschaften relativ zu den Edukten. Hydrocracking ist besonders in der Aufbereitung von LTFT-Produkten ein häufig genutztes Verfahren und wird bereits mehrfach großtechnisch angewendet (siehe z. B. Shell Pearl GtL Raffinerie in Qatar¹⁰ oder Sasol Secunda CtL Raffinerie in Südafrika¹¹). Selektivitäten, Umsätze und damit einhergehende Reaktionsprodukte sind dabei jedoch stark von den jeweiligen Betriebsbedingungen und dem eingesetzten Syncrude abhängig.

Zur Auftrennung der in der FT-Synthese und den nachgeschalteten Raffinationsprozessen gebildeten Produktfraktion werden überwiegend Rektifikationskolonnen genutzt. Die Rektifikation ist ein thermisches Trennverfahren zur Trennung homogener Gemische, das auf den Siedeverhalten der Gemisch-Komponenten beruht. Die Rektifikation ist gerade in der Petrochemie ein bedeutendes Trennverfahren und zeichnet sich durch ihre vielseitige Anwendbarkeit, große Kapazitäten und vergleichsweise geringe Kosten aus. Die meist schmalen und hohen Rektifikationskolonnen können mit Packungen, Füllkörpern oder Kolonnenböden ausgerüstet sein und breite Temperaturprofile zwischen Kolonnenkopf und -sumpf abdecken. Durch Erhöhung der Trennstufenzahl oder des Rücklaufverhältnisses, kann die Produktreinheit bis zur notwendigen Qualitätsanforderung verbessert und scharfe Trennungen zwischen den Fraktionen realisiert werden.

1.5.2. Anlagenbeschreibung

Der sich aus der Verschaltung der zuvor beschriebenen Teilprozesse ergebende PtL-Gesamtprozess ist in Abbildung 2 dargestellt. Auf der linken Seite treten dabei die Eduktströme über die fiktive Bilanzgrenze in den PtL-Prozess ein. Das zur Wasserstoffproduktion benötigte Wasser wird dabei zu gleichen Teilen aufgeteilt und

¹⁰ <https://www.shell.com/about-us/major-projects/pearl-gtl/pearl-gtl-an-overview.html>

¹¹ <https://www.sasol.com/media-centre/media-releases/sasol-produces-15-billion-barrels-synthetic-fuel-coal-fifty-years>

der PEMEL bzw. AEL zugeführt. Der unter erhöhtem Druck aus den Elektrolyseuren austretende Wasserstoff wird zu den Verbrauchern geleitet. Zur stationären Versorgung der Syntheseprozesse bei Störungen und insbesondere unter einem fluktuierenden Strombezug (Konfigurationen PVW-N/S) wird ein Teilstrom des Wasserstoffs komprimiert und zwischengespeichert. Im Falle einer Wasserstoffunterproduktion bspw. bei Dunkelflauten wird Wasserstoff dem Speicher entnommen, während bei ausreichender Stromversorgung durch Photovoltaik- und Windenergie überschüssige Wasserstoffmengen in den Drucktank eingespeist werden. Die Dimensionierung der einzelnen Komponenten ist dabei abhängig von den Wind- und Einstrahlungsbedingung am Standort.

Neben Wasser und Strom wird der PtL-Prozess mit biogenem CO₂ versorgt (siehe Abschnitt 1.4). Je nach betrachteter Konfiguration wird die Anlage über CO₂ aus einer Bioethanol-Anlage oder einer Biogas-Anlage versorgt. Im Fall der Versorgung aus einer ortsnahen und über Pipelines verbunden Bioethanol-Anlage wird das CO₂ zunächst mittels Kühlung und Kompression getrocknet und sofern erforderlich gereinigt (abhängig von CO₂-Qualität und Katalysatoranforderungen). Zur Überbrückung von Ausfällen der Bioethanol-Anlage wird ein Flüssigspeicher mit einer CO₂-Kapazität von 24 h berücksichtigt. Der CO₂-Strom muss für die Einspeisung in die nachfolgende rWGS komprimiert werden. Für die Versorgung aus Biogas-Anlagen wird das CO₂ am Standort der Biogas-Anlage mittels Aminwäsche aus dem Biogas-Strom abgeschieden und vor Ort für den straßengebundenen Transport verflüssigt.

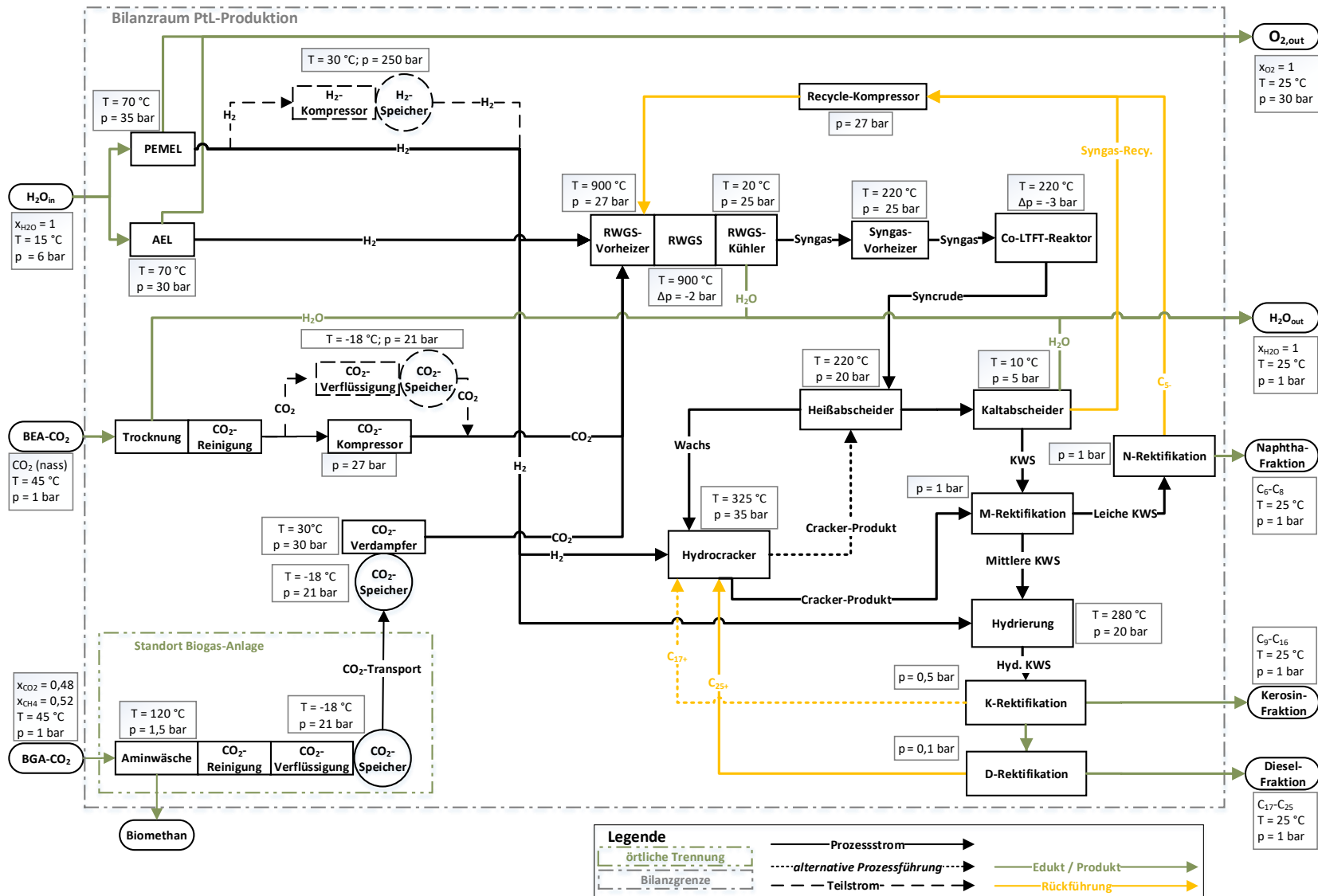


Abbildung 2: Blockfließbild der PtL-Anlage.

1.6. Ergebnisse der Modellierung

Im Folgenden werden die aus der Prozesssimulation des zuvor beschriebenen Prozesses gewonnenen Ergebnisse für die in Kapitel 1.4 definierten Konfigurationen dargestellt. Dabei wird in eine stoffliche, thermische und eine elektrische Betrachtung unterschieden, um alle relevanten Aspekte einer verfahrenstechnischen Anlage abzudecken.

1.6.1. Allgemeines Vorgehen verfahrenstechnische Prozessmodellierung

Um verfahrenstechnische Prozesse auszulegen oder zu optimieren, werden häufig Prozesssimulationen eingesetzt. Eine Möglichkeit solcher Simulationen sind die sogenannten Fließbild bzw. Flowsheeting-Simulationen, welche es ermöglichen, die zu untersuchenden Prozesse mit einem hohen Detaillierungsgrad abzubilden. Mit Hilfe solcher Simulationen können Stoff- und Energiebilanzen erstellt werden, ohne genaue und detaillierte Informationen über die einzelnen Prozesse bzw. die ablaufenden Reaktionen zu besitzen. Durch die in der Regel große Anzahl an unterschiedlichen Stoffströmen und Prozessoperationen in verfahrenstechnischen Prozessen werden zur Bilanzierung solcher Prozesse entsprechende Stoffdatenbanken sowie Bibliotheken verschiedener Prozesselemente bzw. Grundoperationen benötigt, die zu einem Gesamtprozess verschaltet werden können. Somit lassen sich für die modellierten Prozesse die Stoff- und Energiebilanzen, Stoffstromzusammensetzungen sowie Prozessparameter wie Druck, Temperatur oder das Phasengleichgewicht berechnen.

Dementsprechend erfolgt eine detaillierte Modellierung der zuvor beschriebenen Prozessverschaltung. Hierzu werden alle zuvor identifizierten Technologiebausteine in dem Modell abgebildet und grundlegende Zusammenhänge wie z. B. Reaktionskinetiken, Stoffumsätze, Wirkungsgrade und Energieverbräuche eingepflegt. Zusätzlich werden alle nötigen Operationen wie z. B. Wärmeübertrager oder Pumpen/Verdichter integriert, um die für die einzelnen Prozessschritte/Reaktionen benötigten Prozessparameter (Druck, Temperatur) einzustellen. Basierend auf Literaturdaten vergleichbarer Prozesse werden die Prozesse durch Rückführungen von Teilproduktströmen oder Nebenstoffströmen bestmöglich optimiert.

Für die Modellierung der identifizierten Prozesse wird die Software Aspen Plus verwendet. Dabei handelt es sich um ein sequentiell modulares Programm zur Simulation von verfahrenstechnischen Prozess Flowsheets der Firma Aspen Technology Inc.. Es bietet die Möglichkeit, flüssige, gasförmige und feste Komponenten in der Modellierung einzusetzen, wozu bereits umfangreiche Stoffdatenbanken in dem Programm implementiert sind. Basierend auf den Ergebnissen der Modelle können die Massenbilanzen der Prozesse sowie Grundlegende Energiebilanzen abgeleitet werden.

Zusätzlich erfolgt eine Wärmeintegration über den Gesamtprozess. Unter Wärmeintegration versteht man die Analyse und Bewertung eines technischen Prozesses anhand der im System vorhandenen Energieströme in Form von Wärme. Sie dient dazu, die zusätzlich aufzubringende Wärme- und/oder Kühlleistung des Prozesses durch eine optimale interne Wärmerückgewinnung und -übertragung zu minimieren und somit den Gesamtprozess zu optimieren. Eine Möglichkeit, diese interne Wärmerückgewinnung ohne eine detaillierte Auslegung des -Wärmeübertragernetzwerks zu bestimmen, stellt die sogenannte Pinch-Analyse dar. Um hierbei die intern übertragbare Wärmemenge und die zusätzlich benötigte Wärme- und Kühlleistung zu bestimmen, werden zunächst die sogenannten "Composite Curves" erstellt. Dabei wird zwischen der "Hot Composite Curve" für die abzukühlenden Ströme und die "Cold Composite Curve" für die aufzuwärmenden Ströme unterschieden. Diese Kurven setzen sich jeweils aus den einzelnen im Prozess auftretenden Wärmeströmen zusammen und werden über ihre Temperatur und Enthalpie definiert. Legt man diese beiden Kurven in einem Diagramm grafisch übereinander, beschreibt der Pinch Point den Punkt, an dem die beiden Kurven bei einer festgelegten minimalen Temperaturdifferenz am dichtesten zusammenliegen. Der Bereich, in dem sich die Kurven überlagern, kennzeichnet die Wärmemenge, die idealerweise prozessintern übertragen werden kann. Der links überstehende Bereich der Hot Composite Curve definiert die zusätzlich benötigte Kühlleistung und der rechts überstehende Bereich der Cold Composite Curve den benötigten Heizbedarf. Für die Durchführung der Pinch-Analyse zur Wärmeintegration der modellierten Prozesse wurde das Softwarepaket Aspen Energy Analyzer eingesetzt.

1.6.2. Allgemeine stoffliche Betrachtung

Die im Demonstrationsstrang der PtL-Plattform auftretenden Massenströme basieren auf der gewählten jährlichen Produktionskapazität sowie den internen Umwandlungsprozessen und sind daher unabhängig von den gewählten Energie- und CO₂-Quellen. Die nachfolgende stoffliche Betrachtung kann demzufolge konfigurationsübergreifend erfolgen.

Abbildung 3 zeigt die in der PtL-Anlage auftretenden Massenströme. Für die betrachtete Produktionskapazität ergibt sich neben einem H₂-Bedarf von ca. 0,56 t/h ein CO₂-Bedarf von ca. 3,95 t/h. Daraus lassen sich ca. 0,13 t/h Naphtha, 0,76 t/h Kerosin und 0,37 t/h Diesel produzieren; zusätzlich fallen ca. 4,75 t/h Sauerstoff als Nebenprodukt an. Wird die Diesel-Fraktion in einer alternativen Anlagenfahrweise im Hydrocracker ebenfalls in Naphtha und Kerosin umgewandelt erhöhen sich die Produktmassenströme auf ca. 0,25 bzw. 1,00 t/h. Basierend auf den betrachteten CO₂-Quellen werden neun durchschnittliche Biogas-Anlagen (reale Kapazität der BGA ist zu beachten) bzw. eine Bioethanol-Anlage mit einer Kapazität von mindestens 36 500 t_{EtOH}/a zur

CO₂-Versorgung benötigt. Darüber hinaus werden pro Jahr ca. 40 000 t aufbereitetes Wasser als Einsatzstoff für die Elektrolyse benötigt.

Die flüssigen Produkte teilen sich zu ca. 61% Kerosin-Fraktion, 29% Diesel-Fraktion und 10% Naphtha-Fraktion auf. Im Fall einer optimalen Diesel-Aufspaltung könnte in der alternativen Prozessführung der Anteil der Kerosin-Fraktion auf ca. 80% erhöht werden, was potenziell aber zu deutlich höheren Investitions- und Betriebskosten führen dürfte. Real ist jedoch ein durch begrenzt selektives Cracken geringerer Kerosin-Anteil, bei steigenden Naphtha- und Recycle-Strömen zu erwarten. Um ein Aufkonzentrieren von Inertgasen wie bspw. N₂ zu vermeiden, wird ca. 1% des rückgeführten Synthesegases als Purge-Strom dem Prozess entnommen und anschließend über eine Fackel verbrannt. Der bei der Elektrolyse als Nebenprodukt anfallende Sauerstoff steht auf einem hohen Druckniveau zur Verfügung. Die Nutzbarkeit des Sauerstoffs ist vom Anlagenstandort und den dort vorhandenen Bedarfen abhängig. Eine Verflüssigung und anschließende Vermarktung stellen potenziell eine weitere Nutzungsoption dar.

Die internen Rückführungen erhöhen auf der einen Seite die Effizienz des Prozesses, führen andererseits aber auch zu hohen prozessinternen Massenströmen und erfordern eine größere Dimensionierung einzelner Teilprozesse (vorwiegend rWGS und FT-Synthese) sowie eine erneute Kompression. Die Größe der rückzuführenden Ströme wird dabei hauptsächlich vom Umsatz und der Selektivität im Fischer-Tropsch-Reaktor (Umsatz hier 70%) sowie vom Reaktionsgleichgewicht in der rWGS bestimmt. Bedingt durch diese im Einzelfall vom jeweiligen Technologiegeber abhängigen Prozesskennzahlen können die internen Massenströme variieren. Dies gilt insbesondere für die bereits zuvor erwähnte Selektivität des Hydrocrackers und die damit verbundene Raffination des Cracker-Produkts.

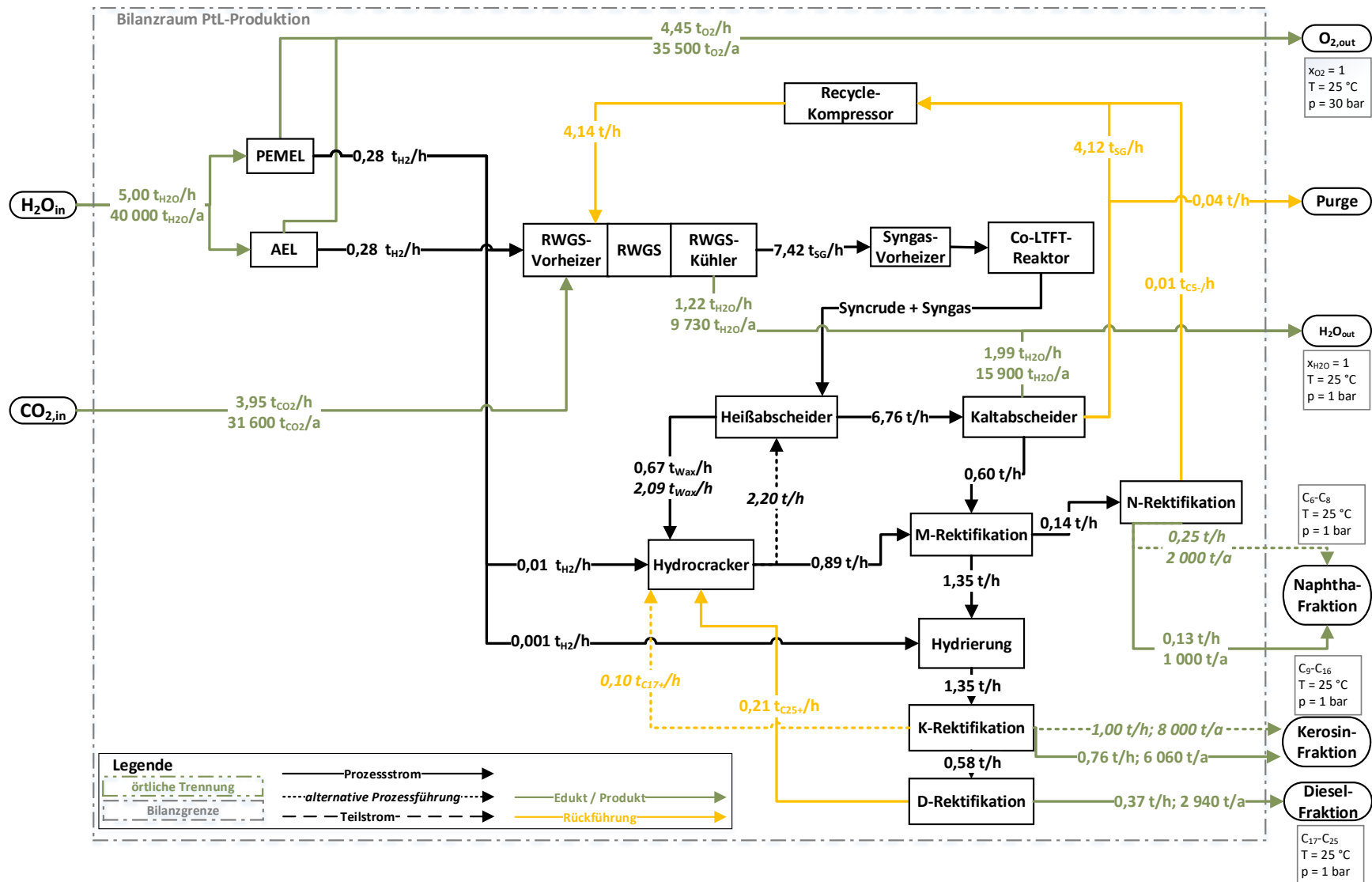


Abbildung 3: Massenströme und jährliche Kapazitäten der PtL-Anlage als Ergebnis der Prozesssimulation.

Für die mathematische Beschreibung der FT-Synthese-Reaktion wird angenommen, dass die Kettenwachstumswahrscheinlichkeit einer exponentiellen Funktion folgt. Für die Berechnung des nutzbaren Produktspektrums der FT-Synthese unter bestimmten Prozessbedingungen wird in der Regel die Anderson-Schulz-Flory (ASF) Verteilung verwendet. Praktisch ergeben sich Abweichungen von der einfachen ASF-Verteilung, die hauptsächlich auf veränderte Methan- und C₂-Selektivitäten zurückzuführen sind. Die Methanselektivität der FT-Synthese wird durch die ASF-Verteilung unterschätzt. Die C₂-Selektivität ist in der Praxis gewöhnlich deutlich geringer als durch die ASF-Verteilung vorhergesagt. Leicht veränderte Selektivitäten können in der LTFT vor allem bis zur Kettenlänge C₄ beobachtet werden. In der durchgeführten Modellierung der FT-Synthese wurde eine ASF-Verteilung mit Anpassung an kurz-kettige Produkte (C₁-C₄) verwendet. Abbildung 4 zeigt die aus der Modellierung resultierende Produktverteilung aufgetragen über der Kettenlänge. Neben den Hauptprodukten Alkanen und Alkenen besteht der restliche Produktstrom überwiegend aus Wasser, CO₂, CH₄ und nicht umgesetzten Synthesegas.

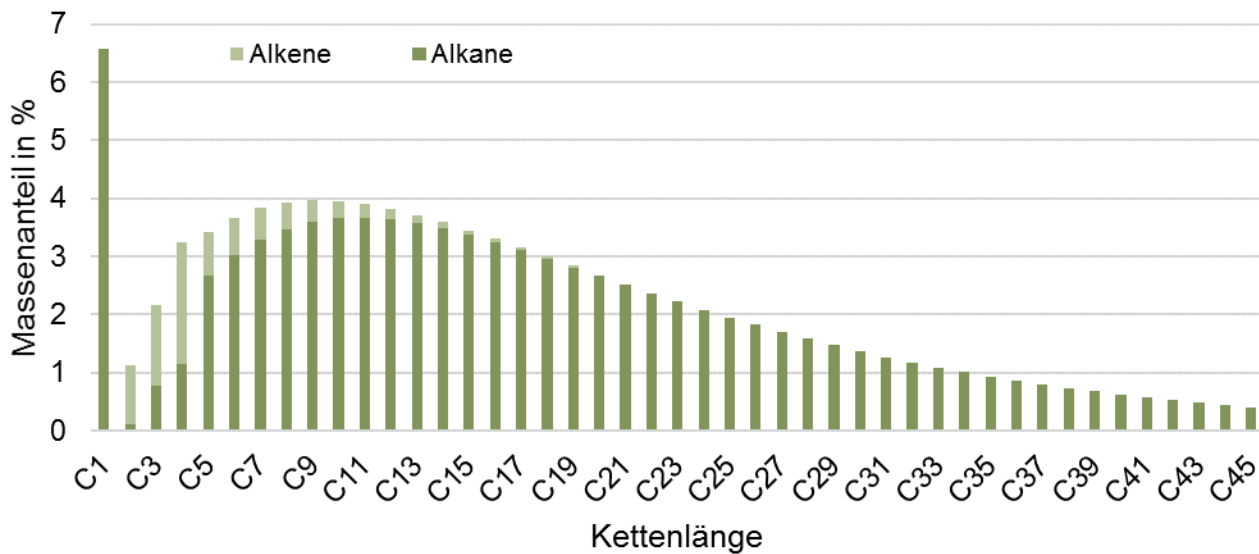


Abbildung 4: Produktverteilung der Modellierung der Fischer-Tropsch-Reaktion entsprechend ASF-Verteilung mit Anpassung an C₁-C₄ Produkte als Ergebnis der Prozesssimulation.

Abbildung 5 zeigt die einzelnen Produktverteilungen der mittels Raffination aus der Gesamtproduktverteilung gewonnenen Naphtha-, Kerosin- und Diesel-Fractionen. Dabei beziehen sich die Angaben der Massenanteile jeweils auf eine Fraktion, d. h. jede Fraktion zusammengefasst ergibt 100% Massenanteil. Der Übersichtlichkeit halber sind diese jedoch in einer kombinierten Abbildung dargestellt. Entsprechend der unterstellten ASF-Verteilung der FT-Produkte sowie der Zwischenabtrennungen und Weiterverarbeitungsschritte zeigt sich eine Glockenverteilung der Produkte zwischen einer Kettenlänge von C₅ bis C₂₆. Resultierend aus der Rektifikation ergeben sich leichte Überschneidungen der einzelnen Produktfraktionen in den Grenzkettenlängen.

Insbesondere für die Kerosinfraktion zeigt sich eine relativ gleichmäßige Verteilung der Anteile mit einer Kettenlänge von C9 bis C16 mit einem Anteil zwischen 10 und 14 Massenprozent.

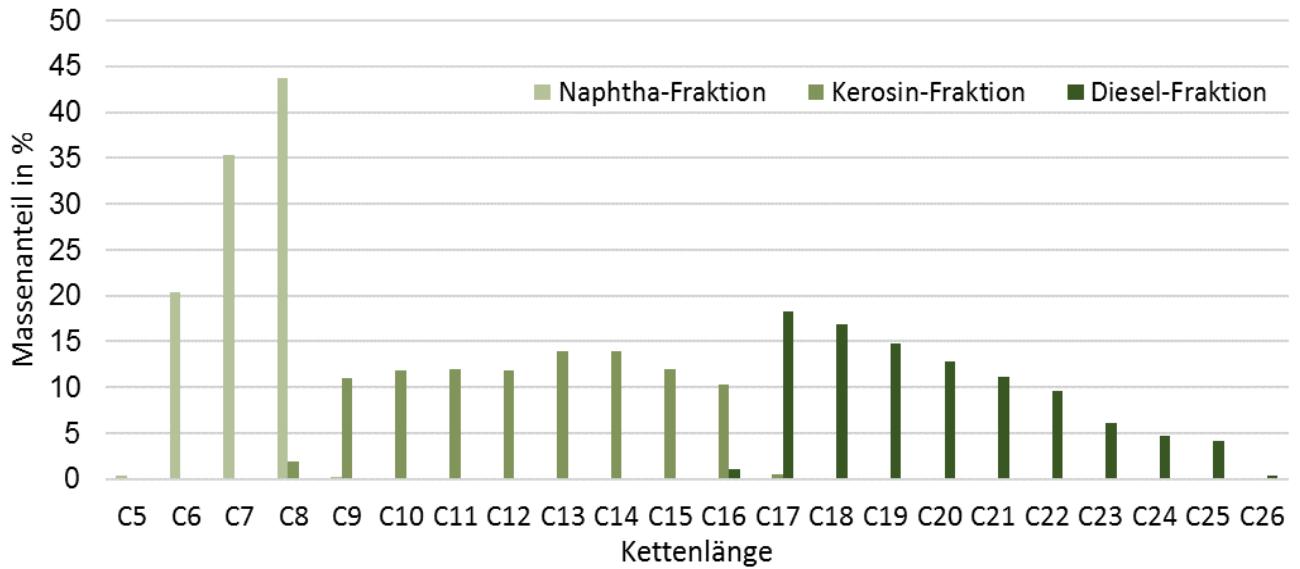


Abbildung 5: Produktverteilung der verschiedenen Fraktionen als Ergebnis der Prozesssimulation.

1.6.3. Thermische Betrachtung

Die sich aus der Fließbildsimulation ergebenden thermischen Bedarfe sind in

Tabelle 3 aufgeführt. Grundsätzlich unterscheiden sich die thermischen Bedarfe der Konfigurationen nur geringfügig. Es zeigt sich, dass die Heiz- und Kühlbedarfe für beide CO₂-Bereitstellungsvarianten durch eine Wärmeintegration deutlich reduziert werden können. So kann der Heizbedarf je nach Konfiguration um ca. 76 bis 77% und der Kühlbedarf um ca. 30 bis 33% reduziert werden. Die Abwärme der exothermen Prozesse übersteigt die Heizbedarfe des PtL-Prozesses deutlich, liegt aber nur auf einem vergleichsweise niedrigen Temperaturniveau vor (FT-Synthese bei 220°C). Aufgrund des sehr hohen Temperaturniveaus der rWGS (900°C) und der teils nur geringen Temperaturen der Abwärme (unter 200°C) verbleibt auch nach optimaler Wärmeintegration noch ein Heizbedarf auf hohem Temperaturniveau.

Tabelle 3: Thermische Bedarfe der Konfigurationen.

Bedarfe	BGA-Netz	BGA-PVW-N	BGA-PVW-S	BEA-Netz	BEA-PVW-N	BEA-PVW-S
Heizbedarf	8,73 ¹	8,75 ¹	8,75 ¹	8,39	8,40	8,41
Heizbedarf nach Integration	2,03 ¹	2,04 ¹	2,04 ¹	2,03 ¹	2,04	2,04
Kühlbedarf	20,41 ²	20,55 ²	20,57 ²	20,91	21,05	21,07
Kühlbedarf nach Integration	13,72 ²	13,86 ²	13,88 ²	14,56	14,71	14,73
Utilities in [MW]	BGA-Netz	BGA-PVW-N	BGA-PVW-S	BEA-Netz	BEA-PVW-N	BEA-PVW-S
HT-Wärme (> 300 °C)	2,03	2,04	2,04	2,03	2,04	2,04
Kühlwasser (20 °C)	6,57	6,72	6,74	7,01	7,13	7,15
Kühlmedium (< 0°C)	0	0	0	0,23	0,25	0,25
Dampf-Erzeugung	7,14	7,14	7,14	7,32	7,32	7,32

HT Hochtemperatur-Wärme (>300 °C) / ¹zzgl. 2,49 MW Heizbedarf der Aminwäsche / ²zzgl. 2,49 MW Kühlbedarf der Aminwäsche

Das Temperaturniveau der benötigten Wärme übersteigt die Temperatur üblicher Heißdampf-Systeme und muss daher über Verbrennungsprozesse oder elektrische Energie zur Verfügung gestellt werden. Die konkrete Umsetzung für die PtL-Plattform hängt stark vom Standort ab, da dort potenziell Prozessdampf auf einem entsprechenden Temperaturniveau zur Verfügung stehen könnte. Potenziell wäre bei einer entsprechenden Verfügbarkeit auch der Einsatz von Biogas für eine klimaneutrale Wärmebereitstellung denkbar. Die auf tieferem Niveau anfallende und nicht integrierbare Wärme kann potenziell zur Generierung von Heißdampf genutzt werden, der dann je nach Standort z. B. in ein Nah- oder Fernwärmenetz eingespeist werden könnte. Weiterhin müssen erhebliche Energiemengen über Kühlwasser abgeführt werden.

Die zur Abscheidung des CO₂ aus dem Biogas notwendige Energiemenge muss zusätzlich am BGA-Standort bereitgestellt werden, da auf Grund der geographischen Entkopplung der BGA von der PtL-Plattform eine Abwärmenutzung vorrausichtlich nicht möglich bzw. ökonomisch nicht sinnvoll ist. Sofern keine örtliche Trennung zwischen PtL-Anlage und Aminwäsche gegeben ist (bspw. für PtL-Anlagen an Punktquellen wie Zementwerken), könnte die Abwärme potenziell zur vollständigen Deckung des Wärmebedarfs der Aminwäsche genutzt werden.

Abbildung 6 und Abbildung 7 zeigen die sehr ähnlichen Pinch-Diagramme der auf Biogas- bzw. Bioethanol-CO₂ basierten PtL-Anlagen. Unterschiede zwischen den Konfigurationen ergeben sich überwiegend durch die für die Versorgung aus BEA notwendige CO₂-Kompression und der damit verbundenen Abwärme sowie der in diesem Fall geringeren Menge an flüssigen CO₂. Die Verdampfung des CO₂ kann zur Bereitstellung von Kälte genutzt werden. Während für die BGA-Konfigurationen die Verdampfungsenthalpie des CO₂-Stroms ausreicht, um das Syncrude auf 10°C Kaltabscheider-Temperatur abzukühlen, wäre für das Erreichen dieser Prozessbedingungen in den BEA-Konfigurationen eine zusätzliche Kühlung durch Hilfsaggregate zu realisieren. Für die Stromversorgung aus PVW ist zu beachten, dass die resultierenden thermischen Bedarfe der

Wasserstoff-Bereitstellung fluktuierend auftreten und daher nicht konstant abgeführt werden können. In beiden Diagrammen sind die großen Abwärmemengen auf konstantem Temperaturniveau der Elektrolyse (70 °C), der FT-Synthese (220 °C) sowie der Wärmebedarf der rWGS (900 °C) als horizontale Linien erkennbar, die zusammen mit dem rWGS-Vorheizer und -Kühler die größten thermischen Potenziale aufweisen.

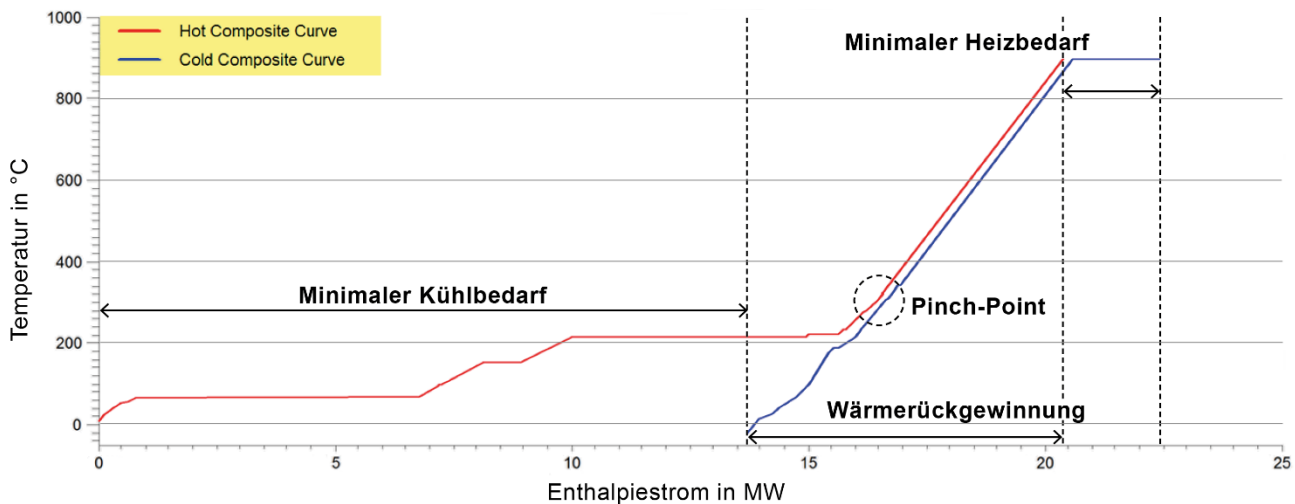


Abbildung 6: Pinch-Diagramm der aus Biogas-CO₂ versorgten PtL-Anlage.

1.6.4. Elektrischer Energiebedarf

In Tabelle 4 sind die Hauptverbraucher elektrischer Energie über die Jahresleistung gemittelt zusammengefasst. Insgesamt wird deutlich, dass der größte Strombedarf durch den Betrieb des Elektrolyseurs entsteht. Je nach Anlagenkonfiguration ist dieser für ca. 93,5 bis 94,4% des Gesamtstrombedarfes verantwortlich. Zwischen den unterschiedlichen Konfigurationen ist mit 0,28 MW zwischen dem höchsten und geringsten Strombedarf darüber hinaus nur ein geringfügiger Unterschied beim Gesamtstrombedarf zu erkennen.

Tabelle 4: Elektrische Bedarfe der Konfigurationen.

Ø Strombedarfe in MW	BGA-Netz	BGA-PVW-N	BGA-PVW-S	BEA-Netz	BEA-PVW-N	BEA-PVW-S
Elektrolyse	27,91	27,91	27,91	27,91	27,91	27,91
Kompression ^a	1,25	1,25	1,25	1,62	1,62	1,62
H ₂ -Kompression	0,01	0,13	0,15	0,01	0,13	0,15
CO ₂ -Verflüssigung	0,47	0,47	0,47	0,01	0,01	0,01
Aminwäsche	0,04	0,04	0,04	-	-	-
Gesamtstrombedarf	29,70	29,82	29,84	29,56	29,69	29,70

^a Recycle- und CO₂-Kompressor

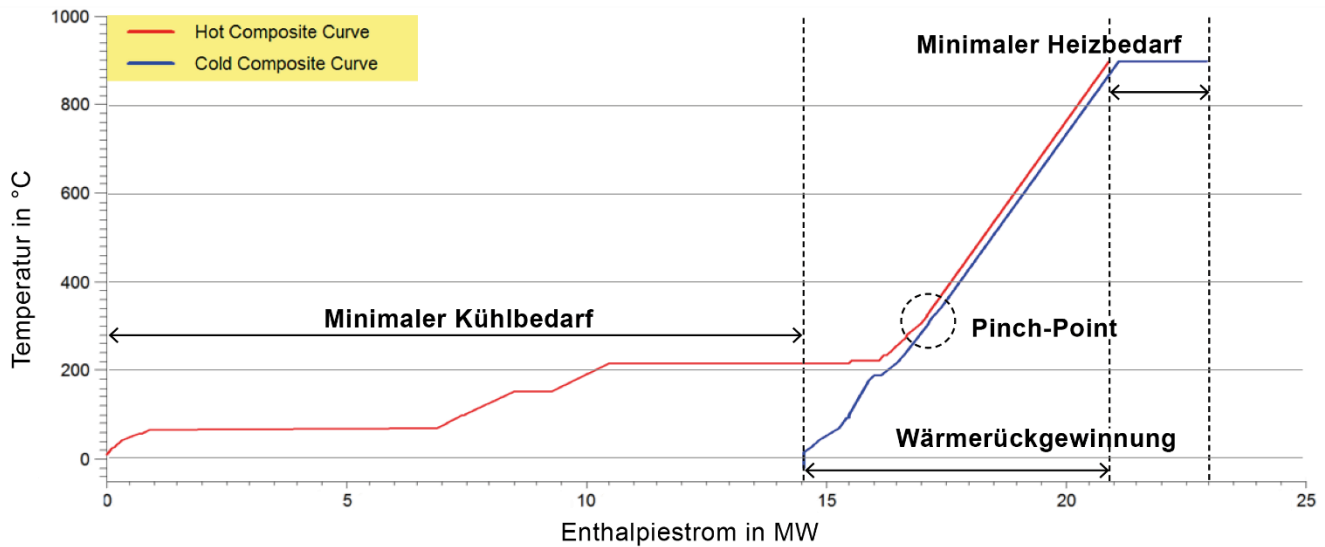


Abbildung 7: Pinch-Diagramm der aus Bioethanol-CO₂ versorgten PtL-Anlage.

Die hier dargestellten Strombedarfe stellen den über das Jahr gemittelten Bedarf dar, der entsteht, wenn der Demonstrationsstrang mit der unterstellten Auslegungskapazität von 10 000 t/a bei 8 000 Volllaststunden pro Jahr betrieben wird. Der Strombedarf ergibt sich somit aus einem kontinuierlichen Anlagenbetrieb, bei dem u. a. ein konstanter Wasserstoffmassenstrom bereitgestellt wird. Dementsprechend wird für alle Konfigurationen über ein Jahr betrachtet derselbe Strombedarf für die Elektrolyse ausgewiesen. Bei einer zeitlich aufgelösten Betrachtung (z. B. viertelstündlich oder stündlich) ist davon auszugehen, dass sich der Strombedarf – insbesondere für die Elektrolyse – in Abhängigkeit der unterstellten Stromversorgung deutlich unterscheiden würde. Insbesondere bei der direkten Kopplung mit der erneuerbaren Stromerzeugung wird der Strombedarf zur Befüllung des H₂-Speichers deutlich größer sein, da deutlich mehr Wasserstoff als bei einer kontinuierlichen Versorgung erzeugt werden muss. Ist die erneuerbare Stromerzeugung nicht verfügbar (Nacht, Flaute), reduziert sich der akute Strombedarf der Elektrolyse entsprechend, da der Wasserstoff aus dem Speicher genutzt wird. Dieser Zusammenhang zeigt sich auch daran, dass die installierte Kompressionsleistung und somit auch der Strombedarf für die H₂-Kompression für die Konfigurationen mit EE-Strombezug steigen. Darüber hinaus ist anzumerken, dass der tatsächliche Strombedarf sowie die zu installierende Leistung stark vom angenommenen Wirkungsgrad der Elektrolyse – und zu einem deutlich geringeren Anteil der Verdichter – abhängt, hier gibt es je nach Bauweise und Hersteller unterschiedliche Angaben, so dass die tatsächliche Leistung abweichen kann.

Für die CO₂-Bereitstellung aus einer Biogasanlage fällt zum einen ein zusätzlicher Strombedarf für die Aminwäsche (0,04 MW) sowie ein deutlich größerer Strombedarf für die CO₂-Verflüssigung (0,47 MW) an, da hier

das gesamte CO₂ für den Transport verflüssigt wird. Da beim CO₂-Bezug aus einer Bioethanol-Anlage auf Grund der gewählten Speicherauslegung nur ein kleiner Anteil in den Speicher geleitet wird und dafür verflüssigt werden muss, fällt der Strombedarf für die Verflüssigung hier mit 0,01 MW deutlich geringer aus, dafür entsteht jedoch ein vergleichsweise größerer Strombedarf für die CO₂-Kompression (zusätzliche 0,37 MW). Im Vergleich zum Strombedarf der Elektrolyse mit 27,91 MW sind diese Differenzen jedoch sehr gering.

Zur Veranschaulichung dieser Werte sind in Tabelle 5 die Wirkungsgrade sowie die Kohlenstoffeffizienz der unterschiedlichen Konfigurationen dargestellt. Die hier unterstellte Definition des Wirkungsgrades setzt den Energiegehalt der flüssigen Produkte (bezogen auf den Heizwert) ins Verhältnis zur zugeführten Energie, hier im Wesentlichen der elektrischen Energie für den Elektrolyseur. Die Kohlenstoffeffizienz setzt den in den Produkten (d. h. Naphtha, Diesel, Kerosin) enthaltenen Kohlenstoff ins Verhältnis zu dem zugeführten Kohlenstoff (d. h. dem CO₂). Die Kohlenstoffeffizienz unterscheidet sich durch die betrachteten Konfigurationen nicht, da die gemittelten Input- und Outputmassenströme der Anlage gleich sind. Dementsprechend ergibt sich für den Demonstrationsstrang eine Kohlenstoffeffizienz von 98,2%. Diese hohe Effizienz resultiert aus der Rückführung der kurzkettingen (leichten) Produkte innerhalb der Anlage, so dass nur ein minimaler Kohlenstoff-Verlust durch einen Purge-Strom entsteht. Dieser ist allerdings notwendig, um die Anreicherung von inerten Stoffen im System zu vermeiden.

Tabelle 5: Prozesskennzahlen der Konfigurationen.

Spezifische Kennzahlen	BGA-Netz	BGA-PVW-N	BGA-PVW-S	BEA-Netz	BEA-PVW-N	BEA-PVW-S
Wirkungsgrad ¹ in %	51,4	51,2	51,2	51,6	51,4	51,4
Nutzungsgrad ² in %	44,6	44,4	44,4	48,0	47,7	47,7
Übergreifende Kennzahlen						
Kohlenstoffeffizienz	98,2%					
KWS-Produktionsleistung ³	15,3 MW					

¹ auf Basis des elektrischen Gesamtbedarfs und der KWS-Leistung, ² zusätzliche Berücksichtigung des Wärme- und Kühlbedarfs (für Temperaturen < 0 °C), ³ Angenommene LHVs: Naphtha 46,4 MJ/kg; Kerosin 42,8 MJ/kg; Diesel 45,6 MJ/kg

Beim Wirkungsgrad der Anlage ergeben sich nur geringe Abweichungen zwischen den einzelnen Konfigurationen. Hierfür ergeben sich Wirkungsgrade zwischen 51,2 und 51,6%, die aus den zuvor diskutierten Unterschieden des Strombedarfs resultieren. Insgesamt lässt sich also feststellen, dass in etwa die Hälfte der zugeführten Energie in den Produkten wiedergefunden werden kann.

Wird der aus der Pinch-Analyse resultierenden minimalen Wärme- und Kühlbedarfe mitbetrachtet, spricht man vom Nutzungsgrad der Anlage. Dieser liegt für die betrachteten Konfigurationen zwischen 44,4 und 48,1%. Hier wurde nur die notwendige Wärmemenge ohne potenzielle Verluste, die bei einer thermischen (d. h.

Verbrennung) oder elektrische Wärmebereitstellung entstehen, eingerechnet. Hierbei verringert sich die Effizienz insbesondere bei einer CO₂-Bereitstellung aus Biogas-Anlagen, sofern der Wärmebedarf der Aminwäsche dem PtL-Prozess zugeordnet wird. Dabei wird deutlich, dass der Wärme- und Kühlbedarf einen nicht zu vernachlässigen Einfluss auf die Gesamtenergiebilanz des Prozesses darstellt.

1.6.5. Dimensionierung Elektrolyseur sowie CO₂ und H₂-Speicher

In Tabelle 6 sind die Kapazitäten der CO₂- und H₂-Speicherung sowie die Leistung des Elektrolyseurs für alle sechs Konfigurationen zusammengefasst. Diese ergeben sich aus dem Wasserstoffbedarf des Demonstrationsstrangs sowie der unterstellten Verfügbarkeit von erneuerbarem Strom bzw. CO₂ in den betrachteten Konfigurationen (siehe Kapitel 1.4 und insb. Tabelle 1). Auf Grund der hohen unterstellten Volllaststunden des Elektrolyseurs mit Netzanschluss resultiert für diese Konfigurationen (BGA-/BEA-Netz) mit 28 MW_{el} die geringste zu installierende Elektrolyseleistung. Dementsprechend wird die H₂-Speicherkapazität primär durch die Absicherung eines kontinuierlichen Betriebs der nachgeschalteten Syntheseanlage definiert. Durch die Annahme, dass diese bei einem Ausfall der H₂-Erzeugung bis zu 24 h weiter betrieben werden können muss, ergibt sich eine Speicherkapazität von 13,4 t Wasserstoff. Durch die deutlich geringere Verfügbarkeit der Stromerzeugung aus WEA und PV-Anlagen in Süddeutschland (PVW-S) ergeben sich hier mit einer Elektrolyseleistung von 47 MW_{el} und einer Speicherkapazität von 55,2 t für eine Überbrückung von max. 99 h ohne Stromerzeugung die größten zu installierenden Kapazitäten. Dabei ergibt sich die unterschiedliche Speicherkapazität aus der Verfügbarkeit des erneuerbarem Stroms am Standort sowie der kontinuierlichen Versorgung der PtL-Plattform mit Wasserstoff. Die Ergebnisse für die direkte Kopplung mit WEA und PV-Anlagen im Norden (PVW-N) liegen mit 42 MW_{el} und 52,1 t H₂-Speicherkapazität (entspricht 93 h Ausfall der Stromerzeugung) zwischen den beiden anderen Konfigurationen.

Tabelle 6: Speicher- und Elektrolysekapazitäten.

Installierte Leistung / Kapazität	BGA-Netz	BGA-PVW-N	BGA-PVW-S	BEA-Netz	BEA-PVW-N	BEA-PVW-S
Elektrolyse in MW _{el}	28	42	47	28	42	47
H ₂ -Speicherkapazität in h	24	93	99	24	93	99
H ₂ -Speicherkapazität in t	13,4	52,1	55,2	13,4	52,1	55,2
H ₂ -Kompressor in kW _{el}	75	610	620	75	610	620
CO ₂ -Speicherkapazität in h	96	96	96	24	24	24
CO ₂ -Speicherkapazität in t	379,2	379,2	379,2	94,8	94,8	94,8

Für den CO₂-Bezug aus einer Biogas-Anlage (BGA) muss das potenzielle Ausbleiben von CO₂-Lieferungen über Wochenenden und Feiertage bei der CO₂-Zwischenspeicherung entsprechend berücksichtigt werden. Somit

muss sichergestellt sein, dass die PtL-Anlage mindestens 96 h ohne CO₂-Anlieferung betrieben werden kann. Dies entspricht einer Speicherkapazität von 379,2 t CO₂. Beim CO₂-Bezug aus einer Bioethanol-Anlage wurde eine kontinuierliche CO₂-Anlieferung z. B. über eine Gasleitung unterstellt, wodurch bei der Speicherdimensionierung lediglich ein Ausfall der CO₂-Bereitstellung berücksichtigt wurde. Hierfür wurde ein Überbrückungszeitraum von 24 h angesetzt, was einer Speicherkapazität von 94,8 t CO₂ entspricht.

1.7. Abgrenzung vom Stand der Technik und nationalen Vorhaben

Obwohl PtL-Verfahren politisch unterstützt werden und ein großes Potential für den Klimaschutz haben, existiert in Deutschland bisher noch keine Demonstrationsanlage zur Herstellung und Erprobung derartiger strombasierter Kraftstoffe in einer relevanten Größenordnung.

Auch wurden bislang einzelne dafür benötigte Technologie-Bausteine (z. B. Elektrolyseure, CO₂-Abtrennung aus der Luft, Fischer-Tropsch- oder Methanol-Synthese) weitgehend unabhängig voneinander demonstriert und z. T. auch optimiert. Ihre Kombination zu einer PtL-Gesamtanlage wurde bisher nur abschnittsweise und allenfalls in (sehr) kleinem Maßstab (wenige 100 Liter pro Tag) und sehr forschungsorientiert realisiert. Soll dieser Technologiepfad zur Unterstützung der Klimaziele 2030 zur Verfügung stehen, muss die Technologie möglichst schnell marktverfügbar sein. Daher ist der logische nächste Schritt, eine entsprechende Demonstrationsplattform in einem quasi-industriellen Maßstab zu bauen und für einen längeren Zeitraum zu betreiben, um den technischen Nachweis der Gesamtintegration und Operabilität in diesem Maßstab zu erbringen.

Vor diesem Hintergrund wurden und werden derzeit in Deutschland mehrere Demonstrationsvorhaben mit dem Ziel verfolgt, quasi-industriell strombasierte Energieträger (Kraftstoffe) herzustellen und potenziell in den Markt zu bringen. Bisher wurde jedoch nach derzeitigem Stand bei keinem dieser Vorhaben mit der tatsächlichen Umsetzung begonnen; es wurden und werden lediglich vereinzelt Machbarkeitsstudien und Voruntersuchungen durchgeführt. Nachfolgend werden entsprechende Vorhaben beschrieben und (soweit bekannt) hinsichtlich des Stands der Umsetzung, der geplanten Größenordnung und der potenziellen Hemmnisse bewertet.

1.7.1. Reallabore der Energiewende

Im Rahmen des Ideenwettbewerbs „Reallabore der Energiewende“ wurden aus über 90 eingegangenen Projektskizzen 20 Projekte ausgewählt und zur Antragstellung aufgefordert. Unter den eingereichten Skizzen befanden sich nach internem Wissen der Verfasser/innen auch einige Vorhaben, die eine Herstellung

strombasierter Energieträger über Power-to-Liquid (PtL) Verfahren in einem signifikanten Maßstab (Demonstration bis kleinindustrielle Produktion) realisieren wollten. Bei den im Ideenwettbewerb prämierten Vorhaben lag der Fokus jedoch zunächst primär auf dem Ausbau von Elektrolyse-Kapazitäten sowie dem Einsatz von reinem Wasserstoff in unterschiedlichen Bereichen (Speicherung, Logistik, Gebäude & Quartiere, Industrie). Lediglich eines der 20 Vorhaben sieht die Weiterverarbeitung von Wasserstoff in einen flüssigen Energieträger vor (Green MeOH, siehe unten). Somit hat die erste Runde des Ideenwettbewerbs zu keinen Anreizen für ein tatsächliches Hochskalieren von Produktionskapazitäten für strombasierte Kraftstoffe geführt. Im Folgenden werden bekannte Vorhaben der „Reallabore der Energiewende“, die für eine potenzielle Umsetzung ausgewählt wurden, kurz beschrieben und eingeordnet.

- **Reallabor Westküste 100.** In diesem Vorhaben wollen die Projektpartner mithilfe eines 30 MW Elektrolyseurs am Standort der Raffinerie Heide Wasserstoff erzeugen, der anschließend in einer Salzkaverne gespeichert werden soll. Geplant ist auch ein Modellnetz zum Wasserstofftransport an verschiedene lokale Abnehmer. Zudem soll der bei der Elektrolyse gewonnene Sauerstoff im Verbrennungsprozess in einem etwa 60 km entfernten Zementwerk zu hochreinem Kohlenstoffdioxid umgewandelt werden. Langfristig ist es geplant, dieses Kohlenstoffdioxid und den Wasserstoff zur Herstellung von „grünem“ Methanol zu nutzen, das dann u. a. in flüssige Kraftstoffe weiterverarbeitet werden könnte. Die Realisierung des Methanol-to-Jet Prozesses steht jedoch nach wie vor aus, eine Pilotanlage mit 600 t/a Produktionskapazität – die derzeit im Rahmen des vom Reallabor Westküste 100 unabhängig geförderten Vorhabens KeroSyn100 konzipiert wird – ist derzeit beantragt und wird frühestens 2023/2024 in Betrieb gehen können, die darauf aufbauende Anlage mit 20.000 t/a wird somit frühestens 2027 umgesetzt werden können.
- **Green MeOH.** Dieses primär durch DOW in Stade vorangetriebene Projekt wurde im Rahmen der „Reallabore der Energiewende“ vom BMWi positiv bewertet. Hier soll aus den Abgasen eines vorhandenen Gaskraftwerks CO₂ abgetrennt und zusammen mit vor Ort aus Elektrolyse hergestelltem Wasserstoff zu Methanol synthetisiert werden. Die bisherigen Planungen gehen von einer Methanolerzeugung von rund 42 000 t/a aus. Dabei soll keine zusätzliche Wasserelektrolyse aufgebaut werden, sondern ein Teil des mittels Chlor-Alkali-Elektrolyse hergestellten Wasserstoffs bilanziell grün erzeugt werden. Primärer Fokus ist der Einsatz des Methanols als „grüner“ Chemiegrundstoff. Eine Weiterverarbeitung zu Kraftstoffen ist derzeit nicht vorgesehen.
- **Shell Rheinland Raffinerie.** In der Shell Raffinerie ist derzeit eine 10 MW Elektrolyseur in Bau und die Einbindung des so produzierten Wasserstoffes in den ordnungsgemäßen Betrieb der Rheinland Raffinerie wird angestrebt. Parallel dazu untersucht Shell im Rahmen einer Machbarkeitsstudie den zusätzlichen Bau einer PtL-Anlage mit anschließender Produktaufbereitung in bestehenden Anlagenkomponenten der

Raffinerie. Zur Umsetzung der Ergebnisse dieser laufenden bzw. sich im Abschluss befindlichen Machbarkeitsstudie hat sich Shell ebenfalls auf eine Förderung des Anlagenbaus und Betriebs im Rahmen eines der Reallabore der Energiewende beworben. Dieses Projekt wurde in der Reallaborausschreibung nicht positiv bewertet, allerdings gibt es neuere Bestrebungen das Projekt weiterhin zu realisieren und perspektivisch auf eine Elektrolyseleistung von 100 MW zu erhöhen. Darüber hinaus ist der Aufbau einer PtL-Produktionsanlage mit bis zu 100 000 t/a angekündigt, die potenziell Ende 2025 in Betrieb gehen könnte¹².

- **BP Raffinerie Lingen.** Vergleichbar mit dem Vorhaben der Shell hat auch die BP Raffinerie in Lingen im Rahmen interner Voruntersuchungen den Bau und Betrieb einer PtL-Anlage und deren Integration in die bestehende Infrastruktur untersucht und eine entsprechende Skizze zur Realisierung einer solchen Anlage im Rahmen des Ideenwettbewerbs eingereicht. Auch dieses Vorhaben wurde in der ersten Runde des Ideenwettbewerbs nicht ausgewählt.

Somit fehlt bei allen im Rahmen des Ideenwettbewerbs „Reallabore der Energiewende“ eingereichten (und teilweise positiv bewerteten bzw. mittlerweile gestarteten) Projekten eine direkte Vergleichbarkeit zur PtL-Entwicklungsplattform, da in den zunächst bewilligten und umgesetzten Projekten keinem Vorhaben flüssige Kraftstoffe hergestellt werden sollen. Bei einigen der Vorhaben (insb. Shell Rheinland Raffinerie und Westküste 100) ist eine zukünftige Erweiterung der Vorhaben um eine Kraftstoffsynthese angekündigt, wird nach Wissen der Verfasser/innen bisher jedoch noch nicht konkret umgesetzt. Hier könnte die PtL-Entwicklungsplattform wichtige Vorarbeiten leisten und potenzielle Lücken in der Prozessentwicklung oder dem Anlagen Scale-up (z. B. durch die Umsetzung des Methanol-to-Jet Pfades im Forschungsstrang) überbrücken.

1.7.2. Kopernikus Projekt P2X

Im Rahmen des vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) geförderten Kopernikus Projekts Power-to-X (P2X) arbeiten 18 Forschungseinrichtungen, 27 Industrieunternehmen sowie drei zivilgesellschaftliche Organisationen daran, strombasierte Kraftstoffe aus Elektrolyse-Wasserstoff zu synthetisieren. Innerhalb von zehn Jahren sollen neue technologische Entwicklungen bis zur industriellen Reife gebracht werden, wobei der derzeitige Fokus auf der dezentralen Produktion flüssiger Kraftstoffe liegt. Hierzu wurde die erste Versuchsanlage am EnergyLab 2.0 des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT) in Betrieb genommen, die die gesamte Produktionskette abdecken soll, ausgehend von Strom bis hin zu flüssigen Produkten wie Benzin, Diesel und Mitteldestillaten. Hierzu wird CO₂ über ein Direct-Air-Capture (DAC) Modul von Climeworks abgetrennt, welches anschließend zusammen mit Wasserdampf über eine Co-Elektrolyse von Sunfire in

¹² <https://www.shell.de/ueber-uns/projects-and-sites/shell-rheinland-refinery/aktuelles/shell-will-synthetisches-kerosin-in-rheinland-raffinerie-produzieren.html>

Synthesegas umgewandelt wird. Über eine FT-Synthese von Ineratec wird ein Gemisch aus flüssigen Kohlenwasserstoffen hergestellt, welche anschließend über eine Destillationseinheit, die am KIT vorhanden ist, in die finalen Kraftstofffraktionen aufgetrennt werden. Anschließend erfolgt eine räumlich getrennte Aufbereitung über Hydrocracking und Hydrierung. Bisher können mit dieser Anlage bei einem kontinuierlichen Betrieb 10 L/d Kraftstoff hergestellt werden. Dies würde bei einer sehr optimistischen Anlagenauslastung von 8 000 h/a einer Produktion von ca. 65 t/a entsprechen. Die Kapazität soll in der zweiten Projektphase bis 2022 auf 200 L/a (ca. 1 250 t/a) erhöht werden. Somit liegt die Produktionskapazität dieser primär auf die Forschung ausgelegten Anlage deutlich unter der für den Demonstrationsstrang der PtL-Entwicklungsplattform angestrebten Kapazität. Außerdem liegt der Fokus hier auf der Entwicklung von lastflexiblen PtL-Anlagen für einen dezentralen Einsatz, wohingegen die Entwicklungsplattform die Vorstufe zu einer zentralen großindustriellen Anlage darstellen soll.

1.7.3. Energiewende im Verkehr

Mit der Initiative „Energiewende im Verkehr“ fördert das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) Forschung, Entwicklung und Demonstration innovativer Technologien und Konzepte für synthetische Kraftstoffe. Die Ergebnisse aus den Projekten sollen die Kopplung der Sektoren Strom und Verkehr vorantreiben und eine deutliche Senkung von Treibhausgasemissionen ermöglichen. Insgesamt gibt es in der Forschungsinitiative Energiewende im Verkehr 16 Projekte als Kooperationen zwischen über 100 Partnern aus Industrie und Forschung. Sie befassen sich mit der Herstellung oder Nutzung strombasierter Kraftstoffe – darunter Methanol, Ethanol, OME, Kerosin, synthetisch hergestelltes Erdgas und Biogas mit Wasserstoffanteilen. Allerdings handelt es sich bei diesen Vorhaben ausschließlich um Forschungsvorhaben in einem sehr kleinen bis kleinen Maßstab, die noch deutlich von einem up-scaling und somit einem quasi-industriellen Betrieb entfernt sind. Eine wissenschaftliche Begleitforschung spannt ein gemeinsames Dach über die technischen Verbundprojekte mit dem Ziel, zu koordinieren und Synergien zu erschließen. Für das Jahr 2022 ist eine Roadmap geplant, die auf Basis der Forschungsergebnisse Handlungsempfehlungen für die Entwicklung, Produktion und Markteinführung von nachhaltigen Kraftstoffen geben soll. Die Forschungsinitiative Energiewende im Verkehr setzt auf drei Programmen auf: dem Energieforschungsprogramm der Bundesregierung sowie dem Maritimen Forschungsprogramm und dem Programm Neue Fahrzeug- und Systemtechnologien des BMWi.

1.7.4. Schlussfolgerung für die PtL-Entwicklungsplattform

Alle die hier aufgezählten Vorhaben basieren auf ähnlichen Technologien und Prozessrandbedingungen, es fehlt bisher jedoch insgesamt eine tatsächliche Umsetzung in einem größeren Maßstab. Häufig ist

insbesondere das Hochskalieren von erfolgreichen neuartigen Technologien und Prozessen ein Hemmnis bei der erfolgreichen Markteinführung. Diese Herausforderung kann mit der für die PtL-Entwicklungsplattform vorgesehenen modulare Konfiguration – sowohl des Demonstrations- als auch des Forschungsstrangs – und die angedachte Größenordnung zumindest teilweise entschärft werden, da ein Großteil der benötigten Infrastruktur und Systemkomponenten bereits vorhanden wäre und lediglich die Innovation und neuen Prozessschritte / Anlagenkomponenten in die Gesamtanlage integriert werden müssten. Ein weiterer besonderer Mehrwert im Vergleich zu den bereits bestehenden oder angekündigten Initiativen liegt im Zusammenwirken von Forschungs- und Demonstrationsstrang. In beiden Strängen kann die gesamte Prozesskette abgebildet werden, einzelne Technologien und Komponenten können somit in unterschiedlicher Größenordnung und unterschiedlichem TRL in einer realen Einsatzumgebung erprobt werden. Technologien, die zunächst im Forschungsstrang implementiert wurden, könnten im Demonstrationsstrang auf das nächste TRL angehoben und hochskaliert werden. Dies dürfte einen potenziellen Markthochlauf entsprechender Technologien und Verfahren deutlich beschleunigen, da nicht jeweils eine komplett neue Anlage gebaut werden müsste.

Zusätzlich sind die erwähnten Vorhaben i. d. R. auf Technologien der beteiligten Projektpartner begrenzt, wohingegen die PtL-Entwicklungsplattform explizit technologieoffen ist und nach einem erfolgreichen Anlauf auch den Einsatz unterschiedlichster innovativer Technologien – im realen Einsatzumfeld – ermöglichen wird. Insofern besteht keine direkte Konkurrenz zu den oben beschriebenen Vorhaben, diese könnten im Gegensatz sogar bei ihrer weiteren Umsetzung unterstützt werden, indem der nächste Skalierungsschritt der untersuchten Technologien im Demonstrationsstrang der PtL-Entwicklungsplattform erfolgen kann.

1.8. Zusammenfassung

Im Folgenden werden sowohl die Ergebnisse der verfahrenstechnischen Grobauslegung sowie die übergeordneten Aspekte der grundlegenden Dimensionierung des Demonstrationsstrangs, der Abgrenzung zu anderen Vorhaben sowie die Ziele der Entwicklungsplattform zusammengefasst.

Ziele der Entwicklungsplattform. Die übergeordneten Ziele der Entwicklungsplattform bestimmen und beeinflussen die getroffenen Annahmen und dargelegten Ausführungen zum hier entwickelten Konzept für den Demonstrationsstrang maßgeblich. Vor diesem Hintergrund lassen sich die relevanten Ziele der Entwicklungsplattform dabei wie folgt zusammenfassen:

- Demonstration, Optimierung und Monitoring von Verfahren und Technologien zur Produktion strombasierter Kraftstoffe in einer industriellen Größenordnung.

- Aufbau und Demonstration der gesamten Prozesskette von der Kohlenstoff- und Wasserstoff-Quelle bis zum fertigen, normgerechten Kraftstoff z. T. einschließlich der Kraftstoffinfrastruktur und -nutzung.
- Ermittlung der Grundlagen und Erarbeitung von Erfahrungen für eine kosten- und zeiteffiziente spätere Hochskalierung auf kommerzielle Anlagengrößen.
- Optimierung und Vorbereitung der Integration der einzelnen Komponenten in voll integrierte Gesamtanlagen und Erarbeitung eines tieferen Verständnisses für einen erfolgreichen späteren kommerziellen Betrieb.
- Bewertung von PtL-Kraftstoffen und Optimierung der Kraftstoffeigenschaften für die kommerzielle Anwendung in der Luft, auf dem Wasser und für ausgewählte Teile des Landverkehrs; dies gilt auch im Zusammenspiel dieser Anforderungen, da prozessbedingt immer eine Kombination von unterschiedlichen (Kraftstoff-)Produkten erzeugt werden wird.
- Aufbau eines Forschungsstrangs zur Untersuchung der Kopplung der verschiedenen Prozessschritte zur Weiterentwicklung und Integration aussichtsreicher, aber noch nicht weit entwickelter Technologien (TRL unter 5).
- Kristallisationspunkt für eine Technologieführerschaft in diesem Bereich.

Grundlegende Dimensionierung des Demonstrationsstrangs. Basierend auf den Ergebnissen des Technologiescreenings sowie der Expertenbefragung wurden die folgenden Rahmenannahmen für die grundlegende Ausgestaltung und Dimensionierung des Demonstrationsstrangs getroffen:

- Um die unterschiedlichen Einzeltechnologien im Gesamtprozess zu demonstrieren, ist für die Erstausrüstung des Demonstrationsstrangs eine modulare und trotzdem möglichst robuste Anlagenkonfiguration notwendig; dies ist bei Technologien ab einem TRL von 7 typischerweise gewährleistet.
- Entsprechend den Ergebnissen der Expertenbefragung soll für die Erstausrüstung des Demonstrationsstrangs die Fischer-Tropsch-Route umgesetzt werden.
- Nach einhelliger Meinung aller befragten Expertinnen und Experten, die den vom Projektkonsortium erarbeiteten Stand der Technik weitestgehend bestätigten, weist die Methanol-Synthese als Alternativroute selbst zwar eine ausreichende technische Reife auf, die Weiterverarbeitung zu langkettigen Kohlenwasserstoffen – und hier insbesondere zu Kerosin – ist in der vorgesehenen Größenordnung jedoch bisher nicht realisierbar.
- Die Methanol-Route stellt weiterhin eine sehr vielversprechende Produktionsroute dar. Deshalb wird sie explizit für die Ausgestaltung des Forschungsstrangs (Kapitel 4) berücksichtigt. Darüber hinaus wird der Platzbedarf für eine potenzielle zukünftige Erweiterung des Demonstrationsstrangs um eine Methanol-Synthese und anschließendem Methanol-to-Jet Prozess im Anlagenlayout (Kapitel 3.3.3) mit vorgesehen.

- Die für den Demonstrationsstrang angedachte Produktionskapazität von ca. 10 000 t/a stellt eine für verfahrenstechnische Demonstrationsanlagen typische Größenordnung dar. Diese Produktionskapazität stellt die Auslegungskapazität bei einem theoretischen Volllastbetrieb von 8 000 h/a dar. Durch den angedachten Kampagnenbetrieb und den Austausch einzelner Komponenten sind jedoch deutlich niedrigere Jahresvolllaststunden (im Bereich 6 000 bis 8 000 h/a) und entsprechend geringere Produktmengen zu erwarten.
- Die zunächst angedachte Auslegung auf zwei (Fischer-Tropsch) Produktionsstränge jeweils mit einer Kapazität von ca. 5 000 t/a erscheint aus heutiger Sicht nicht sinnvoll, da die Kosten für die beiden Stränge bei selber Produktionskapazität in Summe höher wären als für einen großen Strang. Auch wenn nachträglich einer der beiden kleineren Stränge auf die Methanol-Route umgebaut werden sollte, könnten von den zuvor verbauten Komponenten voraussichtlich nur wenig bis keine übernommen werden, d. h. die Komponenten wären also nach einigen Jahren „stranded Assets“. Hinzu kommt, dass es das Ziel dieses Demonstrationsstranges ist, den Weg hin zu einer kommerziellen Anlage zu ebnen; dieses Ziel kann mit einer 5 000 t/a-Anlage nicht in dem gleichen Maße wie mit einer 10 000 t/a-Anlage erreicht werden, da letztere deutlich bessere Upscale-Eigenschaften verspricht.

Abgrenzung zu anderen Vorhaben. Die hier entwickelte Prozessvariante sowie die im Gesamtkonzept vorgesehene Ergänzung durch einen Forschungsstrang stellen eine wertvolle Ergänzung der bisherigen Aktivitäten in Deutschland dar.

- Auch wenn bereits einige (kleinerer) PtL-Anlagen in Betrieb sind (ausschließlich FT-Route) und mehrere mittelgroße bis großtechnische Anlagen unterschiedlichster Konfiguration angekündigt wurden (Kapitel 1.7), fehlt es bisher an einer konkreten Umsetzung für den dazwischenliegenden Up-scaling und Demonstrationsschritt.
- Diese Vorhaben sind zudem jeweils auf Technologien der beteiligten Projektpartner begrenzt. Demgegenüber ist die hier vorgestellte PtL-Entwicklungsplattform explizit technologieoffen und kann / wird nach einem erfolgreichen Anlauf auch den Einsatz unterschiedlichster innovativer Technologien verschiedener Anbieter ermöglichen.
- Häufig ist die Aufbereitung der FT-Produkte hin zu normenkonformen Kraftstoffen nicht Bestandteil der diskutierten Projekte. Hier soll jedoch ein besonderer Fokus der PtL- Entwicklungsplattform liegen.
- Ein besonderer Mehrwert der Plattform und damit ein klarer Mehrwert gegenüber anderen Projekten liegt im Zusammenwirken von Forschungs- und Demonstrationsstrang innerhalb einer Anlage. In beiden Strängen kann die gesamte Prozesskette abgebildet werden, d. h. einzelne Technologien und Komponenten können somit in unterschiedlichen Größenordnungen und unterschiedlichem TRL in einer realen Einsatzumgebung erprobt werden. Technologien die zunächst im Forschungsstrang implementiert wurden, könnten

als nächsten Skalierungsschritt im Demonstrationsstrang auf das jeweils höhere TRL angehoben werden. Dies dürfte einen potenziellen Markthochlauf entsprechender Technologien und Verfahren deutlich beschleunigen, da nicht jeweils eine komplett neue Anlage gebaut werden müsste.

- Im Unterschied zu den anderen bekannt gewordenen bzw. angekündigten Projekten liefert diese Plattform neutrale Informationen und belastbare Daten frei von partikulären Firmeninteressen. Sie kann damit die Marktentwicklung bzw. den Markthochlauf maßgeblich unterstützen, indem sie Wissen und Know-how bereitstellt und dadurch kommerzielle Projekte unterstützen kann. Auch können die dort nachvollziehbar und transparent erarbeiteten Ergebnisse helfen, andere Ergebnisse und insbesondere bestimmte Interessen-getriebene Ankündigungen einzuordnen.
- Die Kombination aus Demonstrations- und Forschungsstrang könnte kurzfristig insbesondere die Weiterentwicklung der Methanol-Route beschleunigen, da diese explizit für das Forschungsstrang vorgesehen ist. Somit können Synergien zu laufenden Vorhaben genutzt werden, um diese hinsichtlich der nächsten Skalierungsschritte zu unterstützen, indem die nächste Anlagengrößenordnung im realen Umfeld erprobt werden kann.
- Auch bietet sich durch die Umsetzung im Forschungsstrang die Möglichkeit, den Methanol-to-Jet Pfad in einer vollständigen Prozessumgebung, d. h. von der Bereitstellung der Edukte H_2 und CO_2 bis hin zu den finalen Produkten zu realisieren und somit bereits laufenden Vorhaben eine Plattform für die weiteren Entwicklungsschritte zu bieten. Diese Erfahrungen können anschließend für ein weiteres up-scaling der Methanol-Route im Demonstrationsstrang genutzt werden.
- Werden der benötigte Bauraum und potenzielle Verbindungen für den Bau einer parallelen Methanol-Route (die potenziell im Wechsel mit der Fischer-Tropsch-Route betrieben werden könnte) im Demonstrationsstrang vorgesehen, könnte dieser nächste Schritt in Richtung einer industriellen Umsetzung mit überschaubarem Mehraufwand zeitnah direkt in der Entwicklungsplattform beschriftet werden.

Verfahrenstechnische Grobauslegung. Die Ergebnisse der Technologieauswahl resultieren in der in Kapitel 1.5 dargestellte Prozessverschaltung, die eine detaillierte Grundlage für die Anlagen- und Standortplanung bietet.

- Anhand der in der stofflichen Betrachtung abgeschätzten Massenströme erfolgt eine erste Dimensionierung von Prozesskomponenten. Durch die Trennung von dynamisch bzw. diskontinuierlich zur Verfügung stehenden Ressourcen (Strom und CO_2) vom stationär betriebenen Synthesestrang kann ein kontinuierlicher Synthesebetrieb mit hohen Volllaststunden und konstanter Produktqualität realisiert werden. Die wesentlichen Kenngrößen für die Auslegungskapazität von 10 000 t/a sind in Tabelle 7 zusammengefasst.

- Für die sechs untersuchten Prozesskonfigurationen ergeben sich im Wesentlichen Unterschiede für die der Synthese vorgeschalteten Prozessschritte der CO₂- und H₂-Bereitstellung. Die hierzu notwendige Dimensionierung der einzelnen Teilprozesse und Speicherkapazitäten zeigt eine starke Standortabhängigkeit und den damit verbundenen örtlichen Rahmenbedingungen bzgl. CO₂- und Stromquelle.
- Im Fall der CO₂-Bereitstellung wurde deutlich, dass Bioethanol-Anlagen üblicherweise ein ausreichendes CO₂-Potenzial zur Deckung des Kohlenstoffbedarfs der hier betrachteten PtL-Anlage aufweisen, während einzelne Biogas- bzw. Biomethan-Anlagen diesen Bedarf üblicherweise nicht decken können. Die Abscheidung und die damit verbundene Verflüssigung des CO₂ sind hierzu an mehreren Biogasanlagen notwendig. Die untersuchten Konfigurationen zeigen, dass sich neben dem hiermit verbundenen erhöhten Aufwand und größeren Speicherkapazitäten nur eine geringe Auswirkung auf die thermischen und elektrischen Bedarfe der Anlage ergibt. Allerdings ist die benötigte CO₂-Speicherkapazität bei einer diskontinuierlichen Versorgung (Biogasanlage) mit 379,2 t im Vergleich zu 94,8 t bei einer kontinuierlichen Versorgung (Bioethanolanlage) deutlich größer.
- Neben der CO₂-Quelle hat die genutzte Stromquelle einen starken Einfluss auf die PtL-Anlage. Bei einer Stromversorgung aus volatilen Quellen werden zur kontinuierlichen Bereitstellung des Wasserstoffs für den stationär betriebenen Synthesestrang (rWGS und FT-Synthese) deutlich höhere Elektrolyse- sowie Kompressor- und Speicherkapazitäten benötigt. Konkret müssten hier statt ca. 28 MW Elektrolyseleistung für einen Netzanschluss ca. 42 bis 47 MW (je nach Standort) und somit etwa eine um zwei Drittel größere Elektrolysekapazität installiert werden. Auch die Kapazität des Wasserstoffspeichers erhöht sich für diese Konfigurationen in etwa um das Vierfache, was mit einem erhöhten Platzbedarf und Investitionsaufwand verbunden ist.
- Die sich ergebenden Unterschiede beim Direktanschluss von Photovoltaik- und Windkraftanlagen zwischen Nord- und Südstandort sind im Vergleich zur Versorgung aus Netzstrom gering. Die durchschnittlichen thermischen und elektrischen Bedarfe weisen zwischen allen Konfigurationen nur geringe Unterschiede auf. Die energetischen Unterschiede ergeben sich überwiegend aufgrund der Zwischenspeicher und sind in Relation zum Gesamtprozess eher gering.

Tabelle 7: Wesentliche Kennzahlen der PtL-Anlage und der Konfigurationen.

Übergreifende Anlagenkennwerte	Ø t/h		t/a			
CO ₂ -Input in t/h	3,95		31 600			
H ₂ O-Input in t/h	5,00		40 000			
Naphtha-Output	0,13		1 000			
Kerosin-Output	0,76		6 060			
Diesel-Output	0,37		2 940			
O ₂ -Output	4,42		35 350			
	BGA-Netz	BGA-PVW-N	BGA-PVW-S	BEA-Netz	BEA-PVW-N	BEA-PVW-S
Energetische Bedarfe						
Ø Strombedarf in MW	29,70	29,82	29,84	29,56	29,69	29,70
Wärmebedarf in MW ^a	2,03 ¹	2,04 ¹	2,04 ¹	2,03 ¹	2,04	2,04
Kühlbedarf in MW ^a	13,72 ²	13,86 ²	13,88 ²	14,56	14,71	14,73
Installierte Kapazitäten						
Elektrolyse in MW	28	42	47	28	42	47
H ₂ -Kompressor in kW	75	610	620	75	610	620
H ₂ -Speicherkapazität in t	13,4	52,1	55,2	13,4	52,1	55,2
CO ₂ -Speicherkapazität in t	379,2	379,2	379,2	94,8	94,8	94,8

¹zzgl. 2,49 MW Heizbedarf der Aminwäsche /² zzgl. 2,49 MW Kühlbedarf der Aminwäsche

2. Standortanalyse

2.1. Einleitung

Der Fokus dieses Kapitels liegt auf der Entwicklung eines Kriterienkataloges und einer Bewertungsmatrix für die Standortwahl. Im Ergebnis sollen durch Anwenden des Kriterienkataloges und der Bewertungsmatrix die Auswahl von geeignet erscheinenden Standorten für die Errichtung und den Betrieb der EPP unterstützt werden. Der Informationsaustausch mit diversen Standorten fand über E-Mails, Telefonate und Videokonferenzen statt.

2.2. Methodik

Aus planerischen Gesichtspunkten hat die Standortentscheidung eine weitreichende Bedeutung für die erfolgreiche Realisierung industrieller Anlagenbauprojekte, denn Sie kann - wenn überhaupt - nur unter erheblichen finanziellen und zeitlichen Verlusten rückgängig gemacht werden. Für das vorliegende staatlich geförderte Projekt (vgl. dazu unter Kapitel 6) ist aus fördergeberrechtlichen Gesichtspunkten eine bundesweite, chancengleiche und objektive Standortanalyse notwendig.

Für den avisierten Technologieverbund der EPP wird ein allgemeiner Ansatz zur Standortanalyse, angelehnt an das in Abbildung 8 zu sehende Vorgehensmodell, gewählt.

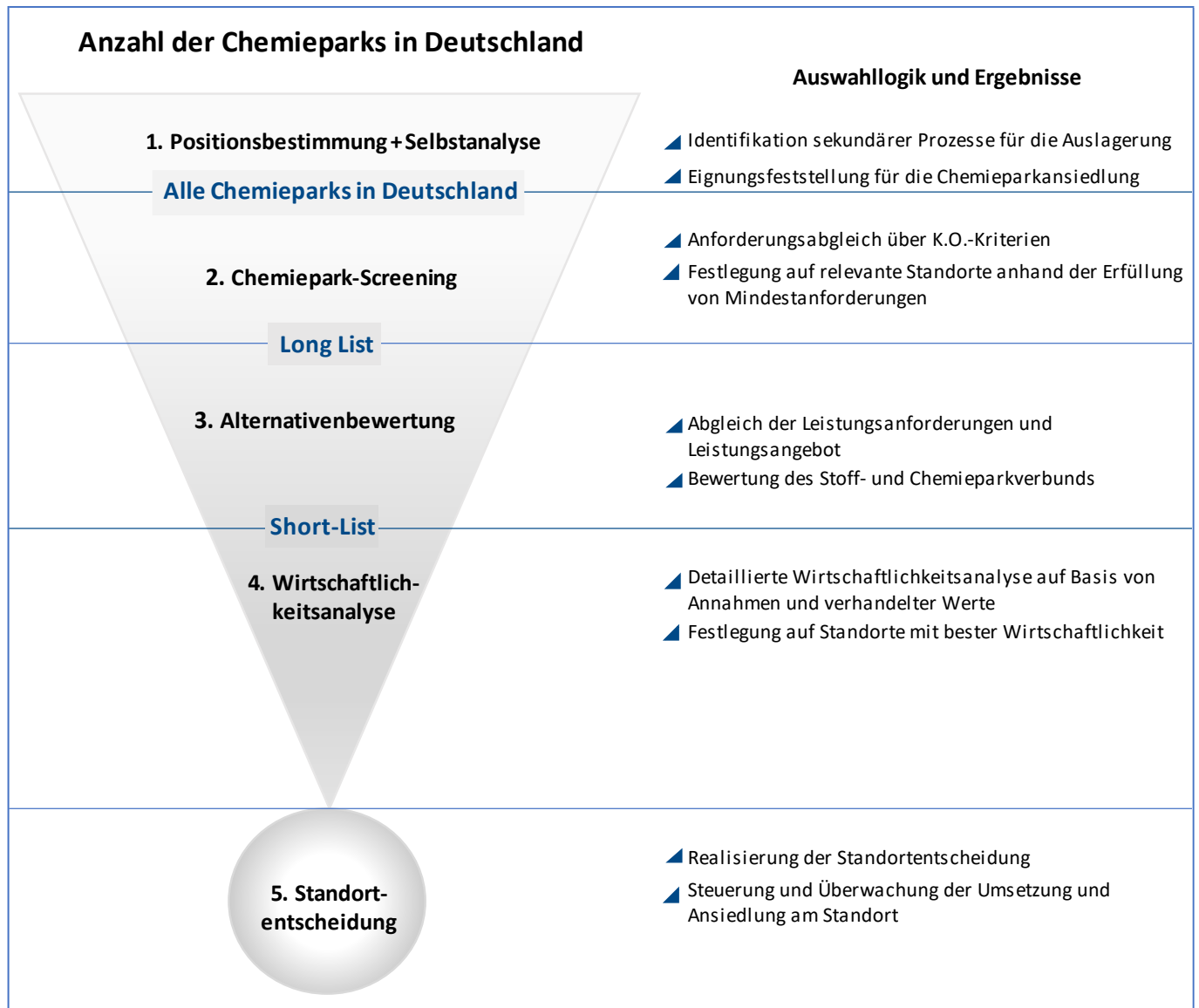


Abbildung 8: Vorgehensmodell zum Entscheidungsprozess bei der Chemieparkwahl¹³.

Dieses sequenzielle Vorgehensmodell ermöglicht es in fünf Phasen die größtmöglichen ökonomischen und synergetischen Standortpotentiale zu identifizieren. Hierbei werden qualitative Bewertungsverfahren mit quantitativen Planungsmethoden kombiniert.

¹³ Wildemann, U.-P. D. (2013). Schlussbericht - Chemieparcs als Service- und Kompetenzzentrum. München: AiF-Forschungsvereinigung.

2.3. Analyse und Ergebnisse

2.3.1. Phase 1 - Positionsbestimmung und Selbstanalyse

Bei einem wirtschaftlich aktiven Unternehmen startet das Phasenmodell mit der Positionsbestimmung und somit dem Standortaudit, um die unternehmerische Performance und die Leistungsdefizite zu identifizieren. Im Fall der EPP bildet die Selbstanalyse den Startpunkt des Phasenmodells.

Die Selbstanalyse beinhaltet folgende Leitfragen:

1. Mit welchen grundlegenden Bedarfen z.B. im Hinblick auf Fläche, Medien und sicherheitstechnische Anforderungen muss gerechnet werden?
2. Ist die Realisierung auf dem Greenfield oder in einem Industriepark vorzusehen?
3. Welche Leistungen sollen innerhalb eines Chemieparks fremdvergeben werden?

Im Rahmen des bisher vorgesehenen Betriebskonzeptes, den Erkenntnissen aus Kapitel 1, der parallelen Einbindung eines Forschungs- und eines Demonstrationsstrangs in die Entwicklungsplattform für PtL-Kraftstoffe und deren möglichst zeitnahen Realisierung wurden die Leitfragen mit den folgenden Spezifikationen beantwortet.

1. Grundlegende Bedarfe

Tabelle 8: Grundlegende Bedarfe.

Flächenbedarf	~ 30 000 m ²
El. Energie	~ 400 000 MWh _{el} bei 8 000 VLS/a ~ 50 MW _{el}
CO ₂	~ 55 000 t/a bei 8 000 VLS/a ~ 6 900 kg/h
Prozesswasser	~ 66 000 m ³ /a bei 8 000 VLS/a ~ 8,2 m ³ /h
Abwasseraufbereitungskapazität	~ 22 000 m ³ /h bei 8 000 VLS/a ~ 2,8 m ³ /h
Personal zum Anlagenbetrieb	~ 60 Mitarbeitende
Personal zur wissenschaftlichen Anlagenbetreuung	~ 60 Mitarbeitende

2. Die Einbindung der Entwicklungsplattform für PtL-Kraftstoffe in einen bestehenden Chemiapark oder Raffineriestandort wird aufgrund genehmigungsvereinfachender Voraussetzungen für chemische Anlagen vorzugsweise angestrebt.

3. Es sollen möglichst viele Dienstleistungen fremdvergeben werden, die nicht mit den zentralen Aufgaben der EPP verbunden sind. Hierzu zählen u. a. die Bereitstellung der Medien (z. B. Prozesswasser, Abwasser- aufbereitungskapazität, Wärmeversorgung), administrative Dienstleistungen (z. B. die Bereitstellung einer Werksfeuerwehr oder der Werkseinzäunung) und die Bereitstellung von Gewerbeobjekten und Liegen- schaften (z. B. Werkstatteinrichtungen und Labore).

2.3.2. Phase 2 - Chemiepark-Screening

2.3.2.1 Kriterienkatalog & Bewertungsmatrix Teil 1

In der zweiten Phase findet das Chemiepark-Screening statt. Das heißt, dass der Pool an Chemieparks anhand der essenziellen betrieblichen und überbetrieblichen Anforderungen, die das Ergebnis der Selbstanalyse wa- ren, überprüft wird. Die Notwendigkeit dieses Schrittes wird damit begründet, dass zur Gewährleistung einer zeitlich effizienten Projektbearbeitung nicht alle potenziellen Standorte einer detaillierten Analyse unterzogen werden können.

Die essenziellen betrieblichen und überbetrieblichen Anforderungen (Mindestanforderungen) entsprechen im Wesentlichen der Verfügbarkeit der ermittelten grundlegenden Bedarfe aus Phase 1. Hinzu kommt, dass grundsätzliche Interesse des Standortbetreibers an einer potenziellen Ansiedlung der PtL-Entwicklungsplatt- form.

Die Spezifikationen der Mindestanforderungen und die daraus abgeleitete Fragen an einen Chemiepark wer- den in folgender Tabelle dargestellt:

Tabelle 9: Mindestanforderungen Standortanalyse EPP.

Mindestanforderung / Kategorie	Erläuterungen / Fragen
Politische Kriterien	
Verfügbarkeit Interesse des Industrieflächeneigners	<u>Frage:</u> Hat der Industrieflächeneigner an der Realisierung der EPP auf seiner Fläche ein großes Interesse?
Technologische Kriterien	
Verfügbarkeit C-Quelle	<u>Frage:</u> Kann CO ₂ im erforderlichen Umfang am Industriestandort bereitgestellt werden? <u>Quantität:</u> ca. 55 000 t _{CO2} /a; entspricht ca. 6 900 kg _{CO2} /h <u>Spezifikationen:</u> In Frage kommen biogene und unvermeidbare CO ₂ -Quellen (Biogas-, Bioethanol-, Müllverbrennungsanlagen, Papierindustrie und Zementwerke), aber auch Quellen fossilen Ursprungs.
Verfügbarkeit elektrische Energie	<u>Frage:</u> Kann elektrische Energie im erforderlichen Umfang am Industriestandort bereitgestellt werden? <u>Quantität:</u> ca. 50 MW _{el} (Annahme: 8 000 VLS/a), 400 GWh _{el}
Verfügbarkeit Prozesswasser	<u>Frage:</u> Kann Prozesswasser im erforderlichen Umfang am Industriestandort bereitgestellt werden? <u>Quantität:</u> ca. 66 000 m ³ /a
Verfügbarkeit Abwasseraufbereitungskapazitäten	<u>Frage:</u> Kann am Standort die erforderliche Menge an prozessbedingten Abwasser weiterverarbeitet werden? <u>Quantität:</u> ca. 22 000 m ³ /a
Liegenschaften	
Verfügbarkeit Freifläche	<u>Frage:</u> Kann am Standort eine Fläche zur Errichtung der EPP bereitgestellt werden? <u>Fläche:</u> ca. 30 000 m ² <u>Spezifikationen:</u> Vorhandensein Basisinfrastruktur, ausgewiesenes Industriegebiet, Erreichbarkeit per Lkw, nutzbare Flächengeometrie
Verfügbarkeit Fachpersonal	<u>Frage:</u> Kann am Industriestandort hochqualifiziertes Fachpersonal für die wissenschaftliche und betriebsbedingte Anlagenbetreuung bereitgestellt werden? <u>Quantität:</u> ca. 60 MA betriebsbedingte Anlagenbetreuung; ca. 60 MA wissenschaftliche Anlagenbetreuung

Mindestanforderung / Kategorie	Erläuterungen / Fragen
Genehmigungsfähigkeit	
Aussicht zur Erlangung einer Genehmigung für die Errichtung und den Betrieb der Entwicklungsplattform für PtL-Kraftstoffe (EPP)	<u>Frage:</u> Bestehen am Standort spezielle Hürden, die eine Genehmigung möglicherweise erschweren?

Zur Kontaktierung der Standorte und Abfrage der Mindestanforderungen wurde im Rahmen des Projektes ein Fragenkatalog entwickelt. Dieser ist diesem Bericht angehängt und enthält neben den Fragen zur Erfüllung der Mindestanforderungen z.B. Fragen zu den spezifischen Merkmalen und zur logistischen Anbindung des Standortes (Anhang 2).

Die Standorte mit der Spezifikation Industrie- und Chemiapark oder Raffinerie wurden branchenspezifischen Übersichten wie z.B. der Plattform *marktübersichten.chemietechnik.de*, oder *germansite.de* entnommen und ergänzt. In der Summe ergab dies 61 potenzielle Standorte, die für eine Analyse der Mindestanforderungen in Frage kamen und mit dem ersten Fragenkatalog kontaktiert wurden.

Mit der Auswahl der kontaktierten Standorte wird kein Anspruch auf Vollständigkeit erhoben.

2.3.2.2 Auswertung Fragenkatalog 1

Folgend werden die wesentlichen Ergebnisse der Auswertung zum ersten Fragenkatalog (Abfrage der Mindestanforderungen, siehe Anhang 2) stichpunktartig dargestellt.

- 31 Standorte haben Ihr Interesse am Vorhaben signalisiert
- 4 Standorte hatten an der Ausschreibung kein Interesse
- 9 Standorte hatten keine freien Flächen verfügbar
- 18 Standorten haben im Rahmen der Bearbeitungsfrist und nach mehrfacher telefonischer oder schriftlicher (E-Mail) Nachfrage keine Antwort versandt
- 29 Standorten haben den Fragenkatalog so ausgefüllt, dass eine qualifizierte Aussage zur Erfüllung der Mindestanforderungen getroffen werden konnte
- Zur Bewertung der Aussagen der Standorte wurde das Tabellenkalkulationsprogramm Excel verwendet. Für die Erfüllung der Mindestanforderung wurden drei Punkte vergeben. Für die teilweise Erfüllung zwei Punkte und für die Nichterfüllung ein Punkt. Die maximal zu erreichende Punktzahl war 24.

- 13 Standorte haben 24 Punkte erhalten und dementsprechend die Mindestanforderungen erfüllt
- Die Verfügbarkeit der elektrischen Energie und des Kohlenstoffdioxids im erforderlichen Umfang waren die Hauptausschlusskriterien für die Standorte, die die Mindestanforderungen nicht erfüllen konnten.
- Um das Risiko zu minimieren, dass bei der tiefergehenden Analyse die Anzahl der geeigneten Standorte aus noch unbekanntem Gründen zu stark verkleinert wird, wurden nicht nur Standorte mit Maximalpunktzahl näher betrachtet, sondern ebenso Standorte die nur 23 Punkte erhalten haben, um sie ggf. für die tiefergehende Analyse auszuwählen. Diesen Ansatz zu wählen, wurde durch das BMVI als Auftraggeber freigegeben. Einige Standorte gaben an, dass zur Verfügbarkeit der elektrischen Energie eine Erweiterung der Transport- und der Erzeugungskapazität im vorgelagerten Netz notwendig ist. Dieser Nachteil wird vom Konsortium als zu groß bewertet und deshalb wurden diese Standorte bei der weiteren Betrachtung ausgeschlossen. Somit wurden im Ergebnis insgesamt 19 Standorte berücksichtigt.¹⁴

2.3.3. Phase 3 - Alternativenbewertung

2.3.3.1 Kriterienkatalog & Bewertungsmatrix Teil 2

Nach der Vorselektion in Phase 2 erfolgt in Phase 3, entsprechend dem in Abbildung 8 dargelegten Vorgehensmodell, die qualitative und quantitative Detailprüfung der grundsätzlich geeigneten Standorte. Dies ermöglicht ein Ranking der Standorte¹⁵, die die Mindestanforderungen erfüllt haben. Zur Alternativenbewertung der potenziellen Standorte wurde die Nutzwertanalyse als geeignetes Werkzeug identifiziert. Für die Nutzwertanalyse wurde ein umfangreicher Kriterienkatalog zusammengestellt. Die Kriterien sollen im Wesentlichen die Gesamtheit der administrativen und technologischen Synergiepotentiale eines Standortes darstellen.

Die im Rahmen des Projektes identifizierten Kategorien für die Standortanalyse sind:

- 2.1 Strukturpolitische Kriterien
- 2.2 Logistische Anbindung
- 2.3 Qualifikation des Personals
- 2.4 Gesellschaftliches Umfeld
- 2.5 Administrative Synergieeffekte
- 2.6 Technologische Synergieeffekte

¹⁴ Die detaillierten Ergebnisse der Auswertung der Mindestkriterien sowie der Nutzwertanalyse können aufgrund von gesetzlichen Bestimmungen zu Datenschutz bzw. Schutz von Geschäftsgeheimnissen an dieser Stelle nicht veröffentlicht werden.

¹⁵ Die detaillierten Ergebnisse der Auswertung der Mindestkriterien sowie der Nutzwertanalyse können aufgrund von gesetzlichen Bestimmungen zu Datenschutz bzw. Schutz von Geschäftsgeheimnissen an dieser Stelle nicht veröffentlicht werden.

- 2.7 Gewerbeobjekten und Liegenschaften

Für die Nutzwertanalyse müssen die Kriterien durch die Vergabe von Prozent-Punkten gewichtet werden. Je höher die Prozent-Punkte, die für ein Kriterium vergeben wurden, desto wichtiger und einflussreicher ist es. Zur Ermittlung der Prozent-Punkte der Hauptkriterien (entsprechend Kategorien) wurde ein Parallelvergleich durchgeführt. Hierbei wurde jedes Hauptkriterium mit jedem anderen verglichen. Das Kriterium, das wichtiger ist, erhielt eine höhere Anzahl an Punkten (2), das unwichtigere eine geringere (0). Waren beide Kriterien gleich wichtig, erhielten beide gleich viele Punkte (1)¹⁶. Zur Vereinfachung wurde festgelegt, dass ein Hauptkriterium mit mindestens 5% in die Gewichtung eingeht und die Prozentsätze auf 5% auf- bzw. abgerundet werden (siehe letzte beiden Spalten Tabelle 10). Folgend werden der durchgeführte Parallelvergleich (Tabelle 10), sowie die verbale Begründung (

¹⁶ Bundesverwaltungsamt, B. 2.-G. (Februar 2018). orghandbuch.de. Von orghandbuch.de: https://www.orphandbuch.de/OHB/DE/Organisationshandbuch/6_MethodenTechniken/65_Wirtschaftlichkeitsuntersuchung/652_Qualitative/qualitative-node.html#:~:text=Ziel%20der%20Nutzwertanalyse%20ist%20es,ist%20das%20Ergebnis%20der%20Gesamtnutzwert abgerufen

Tabelle 11) der vorgenommenen Gewichtung der Hauptkriterien tabellarisch dargestellt.

Tabelle 10: Parallelvergleich zur Gewichtung der Hauptkriterien

	Nr. Hauptkriterium								Punkte	IST in %	IST in % (MIN ≥ 5%)	Auf-/ abgerundet
	2.1	2.2	2.3	2.4	2.5	2.6	2.7					
Nr. Hauptkriterium	2.1	0	0	1	0	0	0	1	2%	5%	5%	
	2.2	2	2	2	1	0	2	9	21%	20%	20%	
	2.3	2	0	2	0	0	1	5	12%	11%	10%	
	2.4	1	0	0	0	0	0	1	2%	5%	5%	
	2.5	2	1	2	2	0	2	9	21%	20%	20%	
	2.6	2	2	2	2	2	2	12	29%	27%	30%	
	2.7	2	0	1	2	0	0	5	12%	11%	10%	
								42	100%	100%	100%	

Tabelle 11: Gewichtung der Hauptkriterien - verbale Begründung

Nr.	Hauptkriterium	Gewichtung	Begründung
2.1	Strukturpolitische Kriterien	5%	<p>Es wird mit einem betriebsbedingten Personalbedarf von 60 Mitarbeitenden, gerechnet, sowie für FuE mit 60 Mitarbeitenden und für die Errichtung, die Wartung und die Instandhaltung mit einem weiterem Personalbedarf. Dieses Beschäftigungspotential zur Stärkung von strukturell geschwächten Regionen zu nutzen, sollte ein Ziel der EPP sein. Es ist jedoch festzustellen, dass gegenüber einer industriellen Produktionsanlage das Beschäftigungspotential der EPP gering ist.</p> <p>Die Akzeptanz der Bevölkerung ist für industrielle Großprojekte von großer Bedeutung. Genehmigungsprozesse können durch Bürgerinitiativen massiv beeinträchtigt werden. Dem Personalbeschaffungspotential wäre eine geringe lokale Akzeptanz oder eine ablehnende Haltung gegenüber einem derartigen Projekt nicht zuträglich. Historisch bedingt gibt es jedoch in industriell geprägten Regionen eine Identifikation mit dem produzierenden Unternehmen und Anlagen. Insgesamt ist bei der Analyse in einem bestehenden Industriepark mit einer gewissen Akzeptanz zu rechnen. Es kann davon ausgegangen werden, dass die Hürden beim Genehmigungsprozess auf einem ausgewiesenen Industriegebiet vergleichsweise gering sind. Zudem findet keine Umwandlung von ökologisch oder touristisch wertvollen Flächen statt.</p> <p>Auf Basis des Beschäftigungspotentials und der geplanten Errichtung der EPP auf einem ausgewiesenen Industriegebiet wird die Kategorie „Strukturpolitische Kriterien“ im Vergleich, zu den anderen Kategorien mit „nur“ 5% gewichtet.</p>
2.2	Logistische Anbindung	20%	<p>Die logistische Anbindung hat, neben den administrativen und technologischen Synergieeffekten, einen sehr hohen Einfluss auf die Investitions- und Betriebskosten der Entwicklungsplattform. Besonders hervorzuheben ist die Logistik per Lkw (Transport von Produkten, Edukten, Katalysatoren und Ersatzteilen) und somit die Anbindung an Fernstraßen und Flughäfen (= potenzielle Absatzmärkte). Die Anbindung an den Fernverkehr der Bahn und den ÖPNV wird ebenso als</p>

Nr.	Hauptkriterium	Gewichtung	Begründung
2.3	Qualifikation des Personals	10%	<p>wichtig erachtet, da bei guten Bedingungen weniger Hemmnisse/Hürden für die betriebsbedingte und wissenschaftliche Personalbeschaffung, im Weg stehen werden.</p> <p>Zur wissenschaftlichen Betreuung des Demonstrations- und des Forschungsstrangs kann beim Personal von einer hohen Mobilität ausgegangen werden, da die Arbeit in einer innovativen Plattform für wissenschaftliches Personal sehr attraktiv ist.</p> <p>Auch ist festzustellen, dass wissenschaftliche Institutionen, die sich in strukturschwachen Regionen angesiedelt haben, in Vergangenheit kein großes Problem bei der Personalbeschaffung hatten (Bsp. DLR-Institute in der Lausitz). Wie beim Punkt „Strukturpolitische Kriterien“ ist für den Betrieb der EPP durchaus von einer nachhaltigen Beschäftigungszahl von 120 Mitarbeitenden auszugehen, jedoch ist diese Zahl nach Auffassung des Konsortiums im Vergleich zur industriellen Produktion gering, so dass diese Kategorie mit 10% gewichtet wurde.</p>
2.4	Gesellschaftliches Umfeld	5%	<p>Dieses Hauptkriterium wird von den Projektpartnern als wichtig erachtet, aber gering bewertet, da es den Nutzwert bei nicht Erfüllung nicht zu negativ beeinflussen soll. Die technischen und administrativen Kriterien werden insgesamt als deutlich wichtiger eingeschätzt und dementsprechend höher gewichtet. Die Wahrscheinlichkeit, dass bspw. als Teil des gesellschaftlichen Umfelds eine Kantine oder Hotelkapazitäten an einen Industriestandort nicht vorhanden sind, ist gering.</p>
2.5	Administrative Synergieeffekte	20%	<p>Administrative Synergieeffekte begünstigen primär die Beschaffung von Dienstleistungen, die für den unterbrechungsfreien Betrieb der EPP notwendig sind. So ist z. B. ein schnelles Eingreifen bei und Analysieren von Fehlern durch technische Dienste und Engineering-Büros essenziell. Für Störfälle/Havarien ist eine Werksfeuerwehr unabdingbar und nur mit einem hohen organisatorischen und finanziellen Aufwand selbst zu organisieren. Gibt es thematische Schnittmengen zwischen der EPP-Technologie/-Organisation</p>

Nr.	Hauptkriterium	Gewichtung	Begründung
			und den an einem Standort bereits vorhandenen Unternehmen, ist davon auszugehen, dass man Partner vor Ort hat, die über ein Netzwerk verfügen, welches den allgemeinen Betrieb der Anlage vereinfacht.
2.6	Technologische Synergieeffekte	30%	Die technologischen Synergieeffekte haben die größte Wirkung auf die Investitionskosten der Entwicklungsplattform. Kann z.B. die entsprechende Menge elektrischer Energie nicht bereitgestellt werden und muss ein neuer Netzanschluss gelegt oder Versorgungskapazität errichtet werden, ist mit enormen Investitionskosten zu rechnen. Wird eine externe Wärmeversorgung und Fackel notwendig, ist ebenfalls mit sehr hohen zusätzlichen Investitionskosten zu rechnen.
2.7	Gewerbeobjekten / Liegenschaften	10%	Der Aufwand im Hinblick auf z.B. Flächenbeschaffung, Planung und Investitionskosten für Equipment und Gebäude ist für das Unterkriterium Gewerbeobjekte/ Liegenschaften hoch. Verglichen mit den anderen Unterkriterien wurde diese mit 10% bewertet, da auch hier eine Nachrüstbarkeit möglich ist.

Zur Beurteilung, wie gut ein Standort die einzelnen Kriterien erfüllt, muss eine Punktzahl, die für alle Kriterien den gleichen Höchstwert hat, definiert werden¹⁷. Für die Beurteilung der Standorte wurden hierfür die Punktwerte 0 bis 2 vergeben, wenn ein Standort das betrachtete Kriterium erfüllt, erhält er 2 Punkte, den Punktwert 0 erhält er, wenn das Kriterium nicht erfüllt wird und einen Punkt erhält er, wenn der Standort das Kriterium in einem definierten Maß zwischen 2 und 0 erfüllt.

Zur Kontaktierung der Standorte und Abfrage der Nutzwerte wurde im Rahmen des Projektes ein zweiter Fragebogen entwickelt. Dieser ist diesem Bericht angehängt (Anhang 3).

¹⁷ Bundesverwaltungsamt, B. 2.-G. (Februar 2018). orghandbuch.de. Von orghandbuch.de: https://www.orghandbuch.de/OHB/DE/Organisationshandbuch/6_MethodenTechniken/65_Wirtschaftlichkeitsuntersuchung/652_Qualitative/qualitative-node.html#:~:text=Ziel%20der%20Nutzwertanalyse%20ist%20es,ist%20das%20Ergebnis%20der%20Gesamtnutzwert abgerufen

2.3.3.2 Auswertung Fragenkatalog 2

Insgesamt wurden 19 Standorte für die tiefere Analyse kontaktiert. Nach der Bearbeitungsfrist von ca. 10 Tagen haben 18 Standorte mit einer positiven Antwort und einem ausgefüllten Fragenkatalog geantwortet.

Fehlende Angaben der Standorte sind mit null Punkten in die Bewertung eingegangen.

Strukturwandel & Attraktivität Wohnumfeld

Bei der Überprüfung der Angaben, die die Standorte zur Attraktivität der eigenen Region gemacht haben und ob die Region des Standortes vom Strukturwandel betroffen ist, wurde mehrfach eine Abweichung zu allgemein anerkannten Einstufungen festgestellt. Um diese Abweichung zu korrigieren, wurden zur Analyse der Nutzwerte in den Kategorien Strukturwandel und Attraktivität die Übersichtskarten des Bund-Länder-Koordinierungsausschuss (GRW-Fördergebiete) und der IW Consult GmbH verwendet.

Die Einteilung der GRW-Fördergebiete erfolgt nach dem Grad der Strukturschwäche, der zuletzt anhand der durchschnittlichen Arbeitslosenquote, des Bruttojahreslohns pro sozialversicherungspflichtigen Beschäftigten, der Erwerbstätigenprognose und dem sog. Infrastrukturindikator bemessen wurde¹⁸. Im Wesentlichen wird in drei Fördergebiets-Kategorien unterschieden: C-Fördergebiet (gelb) (wurde in der Nutzwertanalyse (NWA) als Note 2 übersetzt), D-Fördergebiet (grün) (Note = 1 in NWA) und Nicht-Fördergebiet (grau) (Note = 0 in NWA).

Das Regionalranking der IW Consult GmbH, welches zur Bewertung der Attraktivität des Wohnumfelds herangezogen wurde, wird jährlich anhand diverser Indikatoren aus den Bereichen der Wirtschaftsstruktur, dem Arbeitsmarkt und der Lebensqualität erstellt.¹⁹

Immissionskontingente

Nur ca. 30% der Standorte haben Angaben zu den Immissionskontingenten angegeben. Häufig wurden die Fragen in dieser Kategorie mit allgemeingültigen Angaben zu Emissionsgrenzwerten beantwortet. Da es sich bei diesem Fragenkomplex um teilweise sehr sensible Angaben handelt und die Immissionskontingente von vielen Faktoren abhängig sind, wurde im Rahmen der Analyse entschieden, zu diesem Zeitpunkt keine ergänzenden Gespräche mit den Standorten zur Beantwortung dieser Frage durchzuführen. Da es sich dennoch um eine nicht zu vernachlässigende Voraussetzung zur Errichtung und den Betrieb der EPP handelt, haben die

¹⁸ foerdermarkt.de. (2017). (bvdfb.de - Bundesverband deutscher Fördermittel-Berater | powered by werbeassistent.de) Abgerufen am 30. 03 2021 von foerdermarkt.de: <https://www.foerdermarkt.de/index.php/know-how/132-grw>

¹⁹ www.wfg-lds.de: <https://www.wfg-lds.de/aktuelles/news/iw-regionalranking-lds-unter-den-top-ten/> abgerufen: 02. 03 2021

Standorte, die eine Angabe gemacht haben, die entsprechende Bewertung erhalten, während Standorten, die keine Angabe gemacht haben, null Punkte zur Bewertung dieses Kriteriums zugerechnet wurden. Zur Bewertung der Immissionskontingente in der Nutzwertanalyse wurden die Werte für NO_x exemplarisch für die gesamten Immissionen herangezogen.

2.4. Zusammenfassung

In diesem Kapitel wurde eine Standortanalyse zur Bewertung potenzieller Standorte für die EPP durchgeführt. Im ersten Schritt wurde hierfür eine praktikable Standortanalyse-Methodik entwickelt. Diese beinhaltete eine Selbstanalyse, die Erstellung eines Kriterienkataloges, die Erstellung einer Bewertungsmatrix und ein zweistufiges Selektionsverfahren. In der Selbstanalyse wurden die wesentlichen Bedarfe und Randbedingungen, die ein Standort zur Errichtung und den Betrieb der EPP aufweisen muss, identifiziert. Alle weiteren Kriterien, die für den Betrieb und die Errichtung der verfahrenstechnischen EPP-Anlage eine Rolle spielen, wurden in einem Katalog gesammelt. Aus den wesentlichen Bedarfen und weiteren Kriterien ist in Summe eine Bewertungsmatrix entstanden. Diese enthält zum einen Mindestanforderungen und zum anderen weitere Kriterien, die in eine Nutzwertanalyse eingeflossen sind. Die Trennung in Mindestanforderungen und Nutzwertanalyse ermöglicht das zweistufige Selektionsverfahren. Somit waren eine Vorselektion und eine detaillierte Analyse grundsätzlich geeigneter Standorte möglich. Für die Vorselektion wurden 61 potenzielle Standorte identifiziert, mit einem Fragenkatalog kontaktiert, und im ersten Schritt auf Erfüllung der Mindestanforderungen überprüft. Hiervon hatten:

- 31 Standorte Ihr Interesse am Vorhaben signalisiert,
- 6 Standorte an der Ausschreibung kein Interesse,
- 9 Standorte keine freien Flächen verfügbar,
- 15 Standorten im Rahmen der Bearbeitungsfrist und nach mehrfacher telefonischer, oder postalischer (E-Mail) Nachfrage keine Antwort versandt und
- 29 Standorte den ersten Fragenkatalog so ausgefüllt, dass eine qualifizierte Aussage zur Erfüllung der Mindestanforderungen getroffen werden konnte.

In Summe wurden 17 Standorte identifiziert, die die Mindestanforderungen erfüllen und/oder einer tiefergehenden Analyse unterzogen werden sollten. Zur tiefergehenden Analyse (der Nutzwertanalyse) wurde ein weiterer Fragenkatalog entwickelt und an die 19 grundsätzlich geeigneten Standorte versandt. Nach der Bearbeitungsfrist von ca. 10 Tagen haben 16 Standorte mit einer positiven Antwort und einem ausgefüllten zweiten Fragenkatalog geantwortet. Ein weiterer Standort hat nach der Auswertung des zweiten Fragebogens

abgesagt. Außerdem wurden zwei Standorte auf deren Wunsch zusammen bewertet. Die 16 Standorte, die die Mindestanforderungen erfüllen sind in alphabetischer Reihenfolge (siehe auch Abbildung 9):

- Bitterfeld-Wolfen
- Burghausen
- Gelsenkirchen-Scholven
- Heinsberg-Oberbruch
- Höchst
- Kalle-Albert Wiesbaden
- Karlsruhe
- Leuna
- Lingen BP
- Lingen Stadt
- Ludwigshafen
- Nordenham
- Rudolstadt/ Schwarza
- Schwedt/ Oder
- Walsrode
- Zeitz

Die detaillierten Ergebnisse der Auswertung der Mindestkriterien sowie der Nutzwertanalyse können aufgrund von gesetzlichen Bestimmungen zu Datenschutz bzw. Schutz von Geschäftsgeheimnissen an dieser Stelle nicht veröffentlicht werden. Die Standorte erteilen Auskunft auf Nachfrage (vgl. Anhang 4 mit Kontaktdaten).

Die Standortanalyse wurde von November 2020 bis einschließlich März 2021 bearbeitet. Im Rahmen der Bearbeitung wurden ca. 80 Fragenkataloge versandt, ausgewertet und die Ergebnisse der Analyse dokumentiert.



Abbildung 9: Standorte für tieferegehende Analyse, eigene Darstellung

3. Planung des Demonstrationsstrangs

3.1. Einleitung

In diesem Kapitel wird die Entwicklung eines Umsetzungskonzepts für den Demonstrationsstrang der Plattform, dokumentiert. Hierbei liegt der Schwerpunkt auf der Konzeptionierung und Auslegung des Demonstrationsstrangs, wobei auch Schnittstellen zum Forschungsstrang (Kapitel 4) aufgezeigt bzw. mit in die Planungen integriert werden. Auf Basis der erarbeiteten technischen Unterlagen erfolgte eine Kostenschätzung für den Demonstrationsstrang. Dabei bilden die in Kapitel 1 beschriebenen Ergebnisse bzgl. der Rahmenbedingungen und Auslegungsgrundlagen sowie die Energie- und Massenbilanz die Grundlage für dieses Kapitel.

3.2. Regelwerke und technische Normen

Folgende Gesetzmäßigkeiten und Regelwerke sind für das beschriebene Projekt bzw. eine entsprechende Anlage neben dem gültigen Baurecht besonders zu beachten:

3.2.1. Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG)

Eine Feststellung welches Genehmigungsverfahren nach BImSchG ggfs. anzuwenden ist, erfolgt unter Zuhilfenahme der 4. BImSchV. Für die Wasserstoff-Erzeugungsanlagen (Modul Elektrolyse) sowie die rWGS-Einheit (Modul Synthesegas) hat die Einstufung nach Anhang 1 der 4. BImSchV unter Nr. 4.1.12 zu erfolgen. Für die anschließende Polymerisation und Raffination der entstandenen synthetischen Kohlenwasserstoffe ist die Einstufung nach Nr. 4.4.4 vorzunehmen. Danach ist ein Genehmigungsverfahren nach § 10 BImSchG (mit Öffentlichkeitsbeteiligung) vorzunehmen. Zudem unterliegt die Anlage nach § 3 der 4. BImSchV der Industrieemissions-Richtlinie (2010/ 75/EU). Die Durchführung eines Ausgangszustandsberichtes an dem noch zu bestimmenden Standort ist zu berücksichtigen. Dies betrifft vor allem die Vergleichsmöglichkeit bei Betriebseinstellung. Maßnahmen für den Fall der Stilllegung bzw. Betriebseinstellung sind in dem Genehmigungsantrag vorzusehen.

Gemäß § 2 Absatz 3 der 4. BImSchV ist für Forschungs-/Versuchsanlagen ein vereinfachtes Genehmigungsverfahren durchzuführen. Aufgrund der Größe der Anlage und dem damit verbundenen Hold-up an Gefahrstoffen in Verbindung mit der vorgesehenen Betriebszeit der Anlage von über 10 Jahren ist zu erwarten, dass die örtliche Genehmigungsbehörde ein reguläres Genehmigungsverfahren nach § 10 BImSchG anstrebt. Eine

Abstimmung mit den zuständigen Behörden (Länderbehörden) im Rahmen der Standortwahl kann evtl. hierüber im Vorfeld der Standortentscheidung Aufschluss geben.

3.2.2. 12. BImSchV (StörfallV):

Die Bewertung, ob der Betriebsbereich der StörfallV unterliegt, erfolgt mit der Stoffmengentabelle, die die sicherheitsrelevanten Anlagenteile mit den Mengenangaben der zuvor eingestuften Stoffe (Stoffkenndatenliste) darstellt.

Grundsätzlich kann die Einstufung der hier im Projekt vorliegenden Stoffe folgendermaßen vorgenommen werden:

- Hauptaugenmerk sollte auf die Stoffe Wasserstoff (5 t bzw. 50 t sind Mengenschwelle nach StörfallV) und Ammoniak (50 t bzw. 200 t sind Mengenschwelle nach StörfallV) gelegt werden, die als namentlich benannte Stoffe in der Stoffliste der StörfallV (siehe dort Anhang 1) aufgeführt sind.
- Erdölzeugnisse und alternative Kraftstoffe werden nach Nr. 2.3 der Stoffliste eingestuft. Da die Mengenschwelle im Vergleich zur tatsächlichen Menge der Anlage groß ist (Mengenschwelle bei 2 500 t bzw. 25 000 t), ist kein nennenswerter Beitrag zur Quotientensumme nach Anhang 1 Absatz 5 StörfallV zu erwarten. Das geplante betriebliche Tanklager für brennbare Flüssigkeiten hat eine maximale Kapazität von ca. 800 t, somit ist von einer Gesamtmenge von deutlich unter 1 000 t in der PtL-Anlage auszugehen.
- Zwischenprodukte sollten nicht nach benannten Stoffen der Stoffliste eingestuft werden. Hier ist eine Selbsteinstufung der einzelnen Stoffe des Gemisches und deren Eigenschaften über die Verordnung (EG) Nr. 1272/2008 (CLP-Verordnung) angezeigt.

Sollte die Quotientensumme für einen Stoff bzw. eine Stoffklasse größer sein als 1, so liegt ein Störfallbetrieb vor. Um das zu präzisieren kann auf die geplanten Wasserstoffspeicher eingegangen werden. Bei der Annahme, dass ca. 500 kg Wasserstoff pro Speicherbehälter vorliegen, wäre bei 10 Speicherbehältern (5 t) bereits die Mengenschwelle für einen Betriebsbereich der unteren Klasse erreicht.

3.2.3. Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft (TA Luft)

Im Rahmen des Genehmigungsverfahrens nach BImSchG erfolgt auch eine Feststellung über Emissionen von der Anlage. Einzuhaltende Grenzwerte sind in Kapitel 5 der TA Luft beschrieben.

3.2.4. Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm (TA Lärm)

Eine Schallimmissionsprognose ist durchzuführen.

3.2.5. Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV)

Erlaubnispflicht nach § 18 BetrSichV zu diversen Anlagenkategorien (z.B. Dampfkessel, Lageranlagen für ortsfeste brennbare Flüssigkeiten, Anlage zur Abfüllung von Druckgasen), hierzu hat allerdings das BImSchG-Genehmigungsverfahren eine integrative Wirkung.

3.2.6. Kreislaufwirtschaftsgesetz (KrWG)

Hier sind z.B. die regelmäßig zu tauschenden (deaktivierte) Katalysatoren aus den Reaktorstufen aber auch Abfälle der Filter von Ionenaustauschern/Ionenaustauscherharzen zu nennen, die bei der Herstellung des Deionats respektive entionisierten Wassers anfallen.

3.2.7. Gesetz zur Ordnung des Wasserhaushalts (WHG)

Hier sind §§ 58, 59 (Indirekteinleitung) zu beachten. Im Prozess wird Prozesswasser eingesetzt (z.B. Elektrolyse), in den Reaktionsstufen Synthesegas-Reaktion und Fischer-Tropsch-Synthese entstehen auch größere Mengen Reaktionswasser, die teilweise als Abwasser ausgetragen werden müssen.

3.2.8. Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen (AwSV)

Sämtliche Stoffe müssen einer Wassergefährdungsklasse (WGK) zugeordnet werden. Hier sind besonders die Öl-Fractionen zu nennen. Bei der Lagerung und dem Umgang mit wassergefährdenden Stoffen muss grundsätzlich mittels doppelter Barriere der Übertritt in die Umgebung (Boden, Fließ- bzw. Grundwasser) verhindert werden.

3.2.9. Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG)

Nach Anlage 1 Nummer 4.2 UVPG muss eine allgemeine Vorprüfung des Einzelfalls durchgeführt werden. Da die Anlage innerhalb eines bestehenden Industrie-/Raffinerie bzw. Chemiestandortes errichtet werden soll, ist

in Abstimmung zur Standortauswahl mit der örtlichen Genehmigungsbehörde die Möglichkeit eines vereinfachten Verfahrens zu erörtern.

3.2.10. Richtlinie 2014/68/EU über Druckgeräte (DGRL) bzw. 14. ProdSV

Zahlreiche Einzelausrüstungen unterliegen diesen Richtlinien und müssen entsprechend geprüft und zertifiziert sein.

3.2.11. Gefahrstoffverordnung (GefStoffV)

Da entzündbare Stoffe im Prozess vorhanden sind, muss ein Explosionsschutzdokument nach § 6 (9) GefStoffV erstellt werden.

3.3. Technische Beschreibung

3.3.1. Anlagenstruktur und Kennzeichnungen

Der Überbegriff Power to Liquid (PtL) umfasst generell die Herstellung von flüssigen Kraftstoffen auf Basis von mittels regenerativen Stroms erzeugtem Wasserstoff und biogenen, nachhaltigem Kohlenstoffdioxid.

Der Gesamtprozess wird in fünf wesentliche Prozessschritte unterteilt:

- die Wasserstofferzeugung durch Elektrolyse mit Hilfe erneuerbarer elektrischer Energie (Wasserstoffquelle),
- die Bereitstellung von Kohlenstoff vorzugsweise in Form von biogenem bzw. nicht fossilem CO₂, (Kohlenstoffquelle),
- die Herstellung von Synthesegas,
- die Kraftstoffsynthese unter Verwendung des im vorgelagerten Prozessschritt erzeugten Synthesegases sowie
- die Aufbereitung, respektive Raffination des in der Kraftstoffsynthese anfallenden Reaktionsgemisches zu einem normenkonformen Kraftstoff durch Stofftrennverfahren.

Für die einzelnen Prozessschritte stehen derzeit verschiedene und teilweise konkurrierende Technologien zur Verfügung oder befinden sich in der Erprobungsphase. Dadurch verfügen diese über unterschiedliche technologische Reifegrade, die anhand des sogenannten Technology Readiness Level (TRL) ermittelt werden können.

In Kapitel 1 sind diese Technologien ausführlich bewertet und verglichen worden, um für die Erstausrüstung des Demonstrationsstrang die optimale Konfiguration auszuwählen.

Die Anlage ist des Weiteren in technologische Module untergliedert, für den Demonstrationsstrang ist eine Kennzeichnung „D“ (z.B. Modul D01), für die Utility-Module, also Betriebsmittelbereitstellung eine Kennzeichnung „U“ und für die Module des Forschungsstranges eine Kennzeichnung „F“ eingeführt. Die örtliche Struktur, also Bauten, Trassen, Straßen sind mit einem „B“ (Bau B001) mit laufender Ziffer gekennzeichnet. Die Übersicht ergibt sich aus folgender Tabelle 12.

Tabelle 12 Struktur des Demonstrationsstranges (Module und Bauten)

Modul technologisch	Bauten Code örtlich	Benennung
Demonstrationsstrang		
D01	B001	ELEKTROLYSE
D02	B002	H ₂ SPEICHER
D03	B005	CO ₂ ABSCHIEDUNG
D04	B004	CO ₂ BEHANDLUNG
D05	B005	CO ₂ LAGERUNG
D06	B006	RWGS
D07	B007	FT-SYNTHESE
D08	B008	HYDROCRACKING
D09	B008	HYDROTREATING
D10	B008	GASRÜCKGEWINNUNG
D11	B008	REKTIFIKATION MITTELÖL
D12	B012	PRODUKTVERLADUNG
D13	B014	FACKELSYSTEM
D14	B010	PRODUKTANKLAGER ON SPEC
D15	B007	WÄRMETRÄGERSYSTEM
D16	B309	BRANDSCHUTZSYSTEM/ LÖSCHWASSERBECKEN
D17	B008	REKTIFIKATION NAPHTHA
D18	B201	ABWASSERSYSTEM
D19	B008	REKTIFIKATION Kerosin
D20	B008	REKTIFIKATION DIESEL
D21	B011	PRODUKTTANKLAGER OFF SPEC
D22	B013	O ₂ VERWERTUNG
Nebenanlagen für Betriebsmittel		
U01	B202	KÜHLWASSERKONDITIONIERUNG
U02	B202	RÜCKKÜHLWERK
U03	B202	WASSERAUFBEREITUNG
U06	B203	UTILITIES WASSER/ DAMPF
U07	B203	UTILITY INSTRUMENTENLUFT

Modul technologisch	Bauten Code örtlich	Benennung
U08	B203	UTILITY STICKSTOFF
U09	B203	UTILITY NATRONLAUGE
U10	B203	UTILITY BIO-/ERDGAS
Forschungsstrang		
F01	B101	ELEKTROLYSE
F05	B102	CO ₂ ABSCHIEDUNG
F06	B103	RWGS
F07	B104	FT-SYNTHESE
F08	B105	HYDROCRACKING
F09	B105	HYDROTREATING
F10	B106	GASRÜCKGEWINNUNG
F11	B106	REKTIFIKATION MITTELÖL
F14	B113	PRODUKTLAGER
F15	B104	WÄRMERÜCKGEWINNUNG
F17	B107	REKTIFIKATION NAPHTHA
F19	B107	REKTIFIKATION KEROSEIN
F20	B107	REKTIFIKATION DIESEL
F51	B108	MEOH SYNTHESE
F52	B114	MEOH TANKLAGER
F53	B109	MTG - MEOH TO GASOLINE
F54	B109	MTG - RAFFINATION
F55	B110	MTO - MEOH TO OLEFINES
F56	B110	MTO - RAFFINATION
F57	B111	MTO - OLIGOMERISIERUNG
F58	B112	MTO - ISOMERISIERUNG
F59	B112	MTO - HYDROTREATING
Allgemeine Bauten und Infrastruktur		
	B009	VERDICHTERSTATION
	B301	TRAFOSTATION
	B302	NS-SCHALTSTATION
	B303	HAUSTECHNIK
	B303	ARCHIV
	B304	BÜROS
	B304	KONFERENZBEREICH
	B305	LEITWARTE
	B305	UMKLEIDEBEREICH
	B305	SANITÄRBEREICH
	B306	LABOR
	B307	WERKSTATT
	B307	TECHNIKA

Modul technologisch	Bauten Code örtlich	Benennung
	B307	LAGER
	B308	CHEMIKALIENLAGER
	B310	PARKPLÄTZE
	B311	STRASSEN
	B312	ROHRBRÜCKEN
	B313	NOTSTROMAGGREGAT

Die folgende Beschreibung stützt sich auf weitere Planungsdokumente, die im Anhang beigefügt sind:

- Blockfließbilder (Anhang 5)
- Aufstellungsplan – idealisiert ohne konkreten Standort (Anhang 6)
- Sicherheitskonzept (Anhang 7)

3.3.2. Beschreibung der Technologien und Teilprozesse

Konzipiert und grundlegend konfiguriert wurde eine Demonstrationsanlage mit einer Produktionskapazität von 10 000 t/a PtL-Kraftstoff. Die zugrundeliegende Energie- und Massebilanz geht dabei von einer jährlichen Betriebszeit von 8 000 Stunden aus. Die Auslegungsbasis oder das Design der als Demonstrationsstrang bezeichneten Anlage beträgt in Summe maximal 1,26 t/h PtL-Kraftstoff, der sich in 0,13 t/h Naphtha-, 0,76 t/h Kerosin- und 0,37 t/h Dieselfraktion zerlegen lässt.

3.3.2.1 Wasserstoffbereitstellung für die rWGS-Synthese, Hydrocracking und Hydrotreating

Zur Herstellung der Produktionsmenge sind 0,56 t/h Wasserstoff im Modul D01 bereitzustellen, die durch ein alkalisches Elektrolysemodul (AEL-Modul) und ein Protonen-Austausch-Membran Elektrolysemodul (PEMEL-Modul) mit jeweils 20 MW elektrischer Anschlussleistung erzeugt wird. Die Elektrolyse wird bei Drücken zwischen 30 bar_a (AEL) und 35 bar_a (PEMEL) durchgeführt. Zur Aufrechterhaltung der Betriebstemperatur von 50 bis 90 °C in den entsprechenden Elektrolysemodulen sind diese zu kühlen. Die hierbei aufzubringende Kühlleistung ist abhängig vom Elektrolyse-Typ und -Wirkungsgrad und beträgt mindesten 10 MW.

Um einerseits einen direkten Vergleich der beiden Elektrolyse-Technologien unter analogen Bedingungen und andererseits die jeweiligen Vorteile bei Grundlast- und Regelbetrieb zu nutzen, sind jeweils 20 MW-Elektrolysen beider Technologien (AEL/PEMEL) vorgesehen. Grundsätzlich kann bei direkter Verfügbarkeit von REDII-konformem, grünem Wasserstoff aus am noch zu selektierenden Standort ansässigen Quellen, die Elektrolyseleistung entsprechend skaliert werden. Wäre eine REDII-konforme Wasserstoffproduktion allein durch die

hier vorgesehene Elektrolyse bei nur volatil verfügbarem erneuerbarem Strom zu realisieren, müsste die Kapazität zur Absicherung eines kontinuierlichen Anlagenbetriebs noch vervielfacht werden.

Der erzeugte Wasserstoff kann in einem Druckspeichersystem (Modul D02 H₂Speicher) zwischengepuffert werden. Die Größe des Druckspeichers ist so dimensioniert, dass max. 24 Stunden Betrieb abgesichert werden, für den Fall, dass die Wasserstoffversorgung aus der Elektrolyse nicht stattfindet. Das hierfür erforderliche Tankvolumen kann jedoch im Fall einer hohen Versorgungssicherheit mit Wasserstoff auf bis zu 4 h Puffervolumen reduziert werden.

Momentan sind im Konzept Druckbehälter enthalten, die bei 200 bar jeweils ca. 400 kg Wasserstoff Nutzmenge einlagern können. Das heißt für eine Verfügbarkeit von 24 h sind maximal 35 Druckbehälter erforderlich. Der Lagerdruck wird mittels eines entsprechenden Kompressors von 30 bar auf 200 bar erreicht.

Die Versorgung der rWGS-Synthese mit Wasserstoff soll generell vom Elektrolysemodul erfolgen. Dazu wird in der Wasserstoffleitung vom Elektrolyseur zur rWGS-Synthese der Druck auf den Synthesedruck von 27 bar_a einreguliert. Ist die direkt verfügbare Wasserstoffmenge nicht ausreichend, um den Druck in der Synthesestufe zu halten, wird aus dem H₂-Pufferspeicher/Tanklager nachgespeist. Vorgesehen ist weiterhin, dass im Bereich eine Schnittstelle zur Wasserstoffversorgung des Forschungsstrangs installiert wird (H₂-Gas Forschungsstrang).

Analog, jedoch mit deutlich niedrigeren Mengen an Wasserstoff, erfolgt die Wasserstoffzufuhr in die Verfahrensabschnitte Hydrocracking, Modul D08, bzw. Hydrotreating, Modul D09.

Konzeptionell können auch alternative Konzepte zur H₂-Versorgung der rWGS-Synthese (Modul D06) sowie der Module D08 Hydrocracking und D09 Hydrotreating sinnvoll sein. So kann der Wasserstoff auch über eine die H₂-Entladestation bzw. eine H₂-Pipeline der Anlage zur Verfügung gestellt werden. Diese Möglichkeiten sind standortspezifisch zu analysieren und ihrer Auswirkungen auf die Investitionen (CAPEX) und Betriebskosten (OPEX) entsprechend zu bewerten. Beispielsweise ermöglichen die hybriden Versorgungsmöglichkeiten mit Wasserstoff per Pipeline oder Straßentankwagen einerseits die Minderung der Investitionskosten (CAPEX) für das Elektrolyse Modul D01, erhöhen jedoch andererseits die jährlichen Betriebskosten (OPEX) für den Bezug von Wasserstoff.

Durch Kombination des Elektrolyse Moduls D01 mit den Modulen D02 H₂-Speicher sowie externen H₂Versorgungsmöglichkeiten können zugleich Redundanzen geschaffen werden, die eine deutlich erhöhte Verfügbarkeit der Entwicklungsplattform für PtL-Kraftstoffe erwarten lassen.

3.3.2.2 Verwertung des in der Elektrolyse anfallenden Sauerstoffs, Modul D22

Wird Wasserstoff durch Elektrolyse erzeugt, so wird auch Sauerstoff freigesetzt. Bezogen auf die im Demonstrationsstrang angestrebte Kapazität bedeutet dies, dass bei der Elektrolyse von 5 t/h Wasser auch 4,45 t/h Sauerstoff bei ebenfalls mindestens 30 bar_a anfallen.

Die potenziellen Verwertungsoptionen sind standortspezifisch, d. h. ähnlich wie im Fall der Versorgungsmöglichkeiten mit Wasserstoff zu betrachten. So ist beispielsweise die Übergabe des bei der Elektrolyse entstehenden Sauerstoffs per Trasse an Unternehmen, die am Standort oder in Standortnähe Sauerstoff benötigen (z.B. Luftgase-Hersteller, Methanol-Syntheseanlage (POX), Sulfoxidation, Peroxidierung, Ozonisierung, trockene Reformierung von Erd-/Biogas, Müllverbrennung, Kläranlagen) eine technologische Option. Alternativ besteht die Möglichkeit den bei der Elektrolyse anfallenden Sauerstoff zu verflüssigen sowie in Flaschen, Bündel oder Trailer abzufüllen und zu vermarkten (Modul D22).

Alternativ wäre eine Verwertung des erzeugten Sauerstoffes innerhalb der Anlage zu prüfen, bei der eine anteilige Sauerstoffmenge für die Beheizung des rWGS-Reaktors verwendet wird. Dazu ist das zur Beheizung des rWGS-Reaktors eingesetzte Brenngas (Erd-/Biogas) mit Sauerstoff statt mit Luft anzureichern. Dies wiederum bietet den Vorteil, dass die allgemein durch Feuerungsstätten verursachten NO_x-Emissionen deutlich minimiert werden könnten und außerdem ein relativ reines CO₂-Rauchgas entsteht, welches nach entsprechender Wärmerückgewinnung im Kreislauf geführt werden könnte. Eine solche Konfiguration des rWGS-Reaktors hätte wiederum Auswirkungen auf die Höhe der CAPEX- und OPEX-Kosten.

3.3.2.3 CO₂- Bereitstellung für die rWGS-Synthese

Ähnlich wie bei der Versorgung mit dem Rohstoff Wasserstoff hat die technologische und infrastrukturelle Spezifikation des zu selektierenden Industriestandortes bezüglich der Bereitstellung von CO₂ aus möglichst nicht fossilem Ursprung einen entscheidenden Einfluss auf die Investitions- und Betriebskostenstruktur der Entwicklungsplattform für PtL-Kraftstoffe.

Innerhalb der in dieser Studie durchgeführten Kostenschätzung wurden die Module D03 CO₂-Abscheidung, D04 CO₂-Behandlung und D05 CO₂-Lagerung bewertet. Ausgangspunkt bildete ein Szenario, bei dem davon ausgegangen wird, dass die benötigten 3,95 t/h CO₂ aus einer am Ort verfügbaren nicht fossilen Kohlenstoffquelle, beispielsweise Biogas durch Aminwäsche im Modul D03 abgeschieden werden. Das abgeschiedene CO₂ wird anschließend im Modul D04 verdichtet und getrocknet, so dass der im rWGS-Reaktor herrschende Betriebsdruck von 27 bar_a erreicht wird und der rWGS-Synthese direkt zugeführt wird.

Die Aminwäsche ist das im Rahmen der Technologieauswahl (Kapitel 1.3) favorisierte Verfahren zur CO₂-Abscheidung aus Punktquellen und basiert auf der chemischen Absorption von CO₂ in einem Amin-Wasser-Gemisch. Als Waschflüssigkeit kommen primäre, sekundäre oder tertiäre Amine sowie Mischungen aus Aminen in vorzugsweise wässriger Lösung zum Einsatz, deren Aminanteil bis 30 Ma% betragen kann.

Die Absorption des CO₂ erfolgt bei Temperaturen bis 45 °C und bis 2 bar_g Druck. Die Desorption erfolgt bei Temperaturen bis ca. 120 °C und bei auf ca. 1 bar_g abgesenkten Druck.

Parallel dazu ist konzeptionell vorgesehen, beispielweise im Fall von Mengen- bzw. Konzentrationsschwankungen im entsprechenden CO₂-Rohgas, entweder einen Teil oder das gesamte abgeschiedene CO₂ im Modul D04 zu verflüssigen (Stabilisierung der Einsatzströme), von wo aus dieses in ein Tanklager für CO₂-flüssig überführt wird (Modul D05). Druck und Temperatur des verflüssigten CO₂ betragen dabei ca. 20 bar_g und ca. – 20 °C. Von hier gelangt das CO₂ in die rWGS-Synthese, wobei durch Verdampfung und Druckerhöhung sowohl der Aggregatzustand als auch der im rWGS-Reaktor typische Betriebsdruck von 27 bar_a am Reaktoreintritt eingestellt wird.

Das Tanklager für flüssiges CO₂ mit kälteisolierten Drucklagertanks (Modul D05) bietet weiterhin die Möglichkeit, dass das CO₂ flüssig per Straßen- oder Schienentransport an die Entwicklungsplattform für PtL-Kraftstoffe transportiert und entladen werden kann. Die Tanklagerkapazität ist so dimensioniert, dass der Betrieb des Demonstrationsstrangs 96 Stunden mit diesem zur Verfügung stehenden Puffervolumen abgesichert werden kann. Dazu sind zwei Tanks (jeweils ca. 220 m³) erforderlich, da Entnahme und Befüllung aus qualitätssichernden Gründen nicht aus dem gleichen Tank erfolgen sollten.

Die Möglichkeiten der CO₂-Versorgung der EPP sind sehr standortabhängig, ergänzen sich oder sind alternativ. Wenn zum Beispiel eine Versorgung mit reinem CO₂ (>99,9 Ma%) im gasförmigen oder flüssigen Aggregatzustand über Pipeline möglich ist, entfällt die CO₂-Abscheidung Modul D03. Ein Bezug von flüssigem CO₂ über eine vorhandene Pipeline-Trasse ist die investitionstechnisch und betriebskostentechnisch günstigste Variante, da unter diesen Bedingungen auf die Module D03 und D04 verzichtet werden kann und zusätzlich die Redundanz der Versorgung mit Straßentankwagen oder Eisenbahn-Kesselwagen besteht.

Wie bereits im Zusammenhang mit der Wasserstoffversorgung im Kapitel 3.3.2.1 beschrieben, führen differenzierte Versorgungsmöglichkeiten mit dem Rohstoff CO₂ zu ähnlichen Effekten. Kann beispielsweise reines CO₂ per Trasse bezogen werden, so entstehen zwar einerseits Kosten auf der OPEX-Seite für den Bezug des CO₂, andererseits entfallen Kosten auf der CAPEX Seite für den Bau einer CO₂-Abscheidung, CO₂-Verflüssigung oder einer CO₂-Entladung.

Konzeptionell ist beabsichtigt, dass die CO₂-Versorgung des Forschungsstrangs über eine Schnittstelle im Bereich des Moduls D05 erfolgt.

3.3.2.4 Bereitstellung von Synthesegas für die FT-Synthese, Modul D06 rWGS

Zur Aktivierung des abgeschiedenen CO₂ für die Synthese von PtL-Kraftstoffen wird dieses zuvor unter Zugabe von Wasserstoff mittels rWGS zu CO reduziert. Die rWGS (Modul D06) ist eine endotherme Reaktion. Für Temperaturen ab 800 °C kann bei ausreichender Verweilzeit das Erreichen des chemischen Gleichgewichts im rWGS-Reaktor angenommen werden. Das Synthesegas wird mit einem Stoffmengenverhältnis H₂/CO = 2,0 bis 2,1 erzeugt. rWGS-Reaktoren sind in der Regel Rohrreaktoren, die mit einem festen Katalysatorbett gefüllt sind und unter möglichst hohen Temperaturen betrieben werden. Gängige Katalysatoren basieren auf Metallen wie Kupfer, Eisen, Nickel oder Kobalt, die auf verschiedene Metalloxid-Trägermaterialien aufgebracht sein können.

Herausforderungen bei der großtechnischen Implementierung des rWGS-Prozesses sind die hohen Reaktortemperaturen, eine geeignete Temperaturführung im rWGS-Reaktor sowie das sogenannte „Metal Dusting“. Eine Einstellung des genauen Synthesegasverhältnisses kann über die Zufuhr von Wasserstoff vor sowie nach der rWGS erfolgen.

Vor dem rWGS-Reaktor werden 4,12 t/h verdichtetes Offgas (Recycle) aus Modul D10 Gasrückführung, 0,56 t/h H₂ aus Modul D01 (Elektrolyse) und 3,95 t/h CO₂ vermischt, im rWGS-Vorheizer auf 500 °C erwärmt und bei einem Druck von 26 bar_g dem rWGS-Reaktor zugeführt. Für das Aufheizen wird der aus dem rWGS-Reaktor austretende Gasstrom verwendet. Der Eintrittsmassestrom beträgt 8,64 t/h, dieser enthält 59,4 Ma% CO₂, 14,9 Ma% CO, 8,4 Ma% H₂, 0,1 Ma% H₂O, 14,8 Ma% CH₄ und 2,4 Ma% C₃₊.

Der aus dem rWGS-Reaktor austretende Gasstrom verfügt über eine Temperatur von ca. 1 000 °C bei einem Druck von 25 bar_g. Aus diesem Gasstrom werden 1,22 t/h Wasser auskondensiert. Die restlichen 7,42 t/h gelangen mit einer Temperatur von ca. 20 °C und bei einem Druck von 24 bar_g in die FT-Synthese (Modul D07). Das nach der Entfernung des Prozesskondensates vorliegende Synthesegas enthält 13,8 Ma% CO₂, 50,4 Ma% CO, 7,5 Ma% H₂, 14,6 Ma% H₂O, 13,7 Ma% CH₄ und 0,0 Ma% C₃₊.

Die Wärmerückgewinnung ist im Modul D15 enthalten. Zur Aufrechterhaltung der Reaktionstemperatur von ca. 900 °C - 1 000 °C werden 0,72 t/h Erd-/Biogas und 13,8 t/h Frischluft benötigt. Bei der Verbrennung entstehen 13,3 t/h Abgas. Die Abgasmenge kann bei Einsatz von Sauerstoff deutlich verringert werden (siehe Kapitel 3.3.2.2). Die Wärme des Abgasstromes wird zur Dampferzeugung genutzt.

3.3.2.5 Fischer-Tropsch-Synthese, Modul D07

Die FT-Synthese (Modul D07) ist eine heterogen katalysierte Polymerisation von Kohlenmonoxid (CO) und Wasserstoff (H₂) zu Kohlenwasserstoffen (KWS) mit unterschiedlichen Kettenlängen. Aufgrund der begrenzten Selektivität der angewandten FT-Katalysatoren besteht das Produktgemisch aus einer Vielzahl unterschiedlicher KWS.

Die Zusammensetzung des bei der FT-Synthese anfallenden Produkts (synthetisches Rohöl oder Syncrude) ist dabei stark abhängig vom verwendeten FT-Katalysator und den ausgewählten Reaktionsbedingungen.

Im Rahmen der Technologieauswahl (Kapitel 1.3) wurde die Cobalt-katalysierte Tieftemperatur-FT-Synthese (Co-LTFT) als geeignetes Verfahren für die Produktion möglichst langkettiger KWS bestimmt. Eine Einflussnahme auf die Selektivität des FT-Katalysators erfolgt hauptsächlich durch die Auswahl des eingesetzten FT-Katalysators selbst, das Synthesegasverhältnis (H₂/CO-Stoffmengen-Verhältnis), die Reaktionstemperatur und den Reaktionsdruck. Neben den unverzweigten Alkanen, Olefinen und Wasser entstehen bei der Co-LTFT-Synthese weitere Nebenprodukte in Form von Alkoholen, Cycloalkanen und verzweigte KWS.

Im Synthesegasvorheizer werden 7,42 t/h Synthesegas (Synthesegas-Verhältnis von 2,0 bis 2,1) auf 220 °C aufgeheizt und dem FT-Synthesereaktor bei 24 bar_g zugeführt. Der FT-Reaktor ist ein Siedewasserreaktor, der zur Produktion von MD- und HD-Dampf genutzt wird (Dampfexport).

Dem FT-Reaktor ist ein Heißabscheider nachgeschaltet. In diesem werden die im Syncrude enthaltenen Wachse mit ca. 0,67 t/h abgetrennt. Aus den mit 6,76 t/h austretenden flüchtigen Produkten des Heißabscheiders wird anschließend in einem Kaltabscheider Mittelöl mit 0,6 t/h abgetrennt. Dabei fallen 2 t/h Abwasser und 4,12 t/h Offgas (nicht umgesetztes Synthesegas, Methan und CO₂) an. Letzteres wird mittels Kreislaufverdichter (Modul D10) in die rWGS Modul D06 zurückgeführt (Gasrückführung/Recycle) oder thermisch verwertet.

3.3.2.6 Hydrotreating und Raffination, Module D08 und D09, Zielprodukte

Ein essenzieller Schritt bei der Aufbereitung des Syncrudes besteht im katalytischen Aufspalten der Wachsfraction im Hydrocracker, um diese für die Herstellung der Kraftstofffraktionen Naphtha, Kerosin und Diesel zur Verfügung zu stellen.

Das Hydrocracking (Modul D08) unmittelbar nach der FT-Synthese wird unter milderen Bedingungen als die Hydrierung der Olefine durchgeführt und benötigt aufgrund der sehr geringen Mengen an Heteroatomen sowie Aromaten kaum Wasserstoff. Beim Hydrocracking werden im Temperaturbereich von 325 bis 375 °C

und Drücken zwischen 35 bis 70 bar_g langkettige Kohlenwasserstoffe unter Zugabe von Wasserstoff in kurzkettige Kohlenwasserstoffe „zerkleinert“, hydriert und isomerisiert. Die dabei entstehenden Produkte verfügen über geringere molare Massen, geringere Siedepunkte und verbesserte Tieftemperatureigenschaften als die eingesetzten Wachse. Die Selektivität und Aktivität des beim Hydrocracking verwendeten Katalysators variieren mit der Art des eingesetzten Syncrudes sowie den gewählten Betriebsbedingungen.

Das im Heißabscheider des FT-Moduls D07 abgeschiedene flüssige Wachs wird mit 0,67 t/h in das Modul D08 überführt und in den Hydrocracking-Reaktor eingeleitet. Dieser ist als Schlaufenreaktor ausgeführt. Im Hydrocracking-Reaktor werden die Crackprodukte mit 0,01 t/h Wasserstoff umgesetzt. Aus der Reaktorschleife wird das Reaktionsgemisch mit 0,89 t/h abgezogen und im Modul Rektifikation Mittelöl D11 weiterverarbeitet. Neben diesem Teilstrom werden im Modul D11 die im Kaltabscheider separierten 0,6 t/h Mittelöl aufgearbeitet.

Das Kopfprodukt der Mittelöl-Rektifikationskolonne wird in das Modul Rektifikation Naphtha Modul D17 überführt. In der Naphtha-Rektifikationskolonne fallen 0,01 t/h Kopfprodukt in Gestalt von Offgas und 0,13 t/h Zielprodukt in Form von Naphtha (Benzinfraktion) an. Das dabei entstehende Offgas der Naphtha-Rektifikationskolonne wird unter Designbedingungen mit dem im Kaltabscheider abgeschiedenen Offgasstrom vereinigt und gemeinsam mit diesen per Kreislaufverdichter in das Modul D06 zurückgeführt.

Das Sumpfprodukt der Mittelöl-Rektifikationskolonne, 1,35 t/h entsprechend Designbasis, wird im Modul D09 in den Hydrotreating-Reaktor überführt und dort heterogen katalytisch mit 0,001 t/h Wasserstoff hydriert. Das daraus resultierende Produktgemisch wird anschließend im Modul Rektifikation Kerosin D19 in das zweite Zielprodukt 0,76 t/h Kerosinfraktion als Kopfprodukt und 0,58 t/h Sumpfprodukt zerlegt.

Das Sumpfprodukt aus Modul D19 wird schließlich im Modul D20 Rektifikation Diesel in der Diesel-Rektifikationskolonne in das dritte Zielprodukt mit 0,37 t/h Dieselfraktion als Kopfprodukt und 0,21 t/h Sumpfprodukt zerlegt, welches schwerer siedende KWS enthält. Um diese schweren Rückstände in die PtL-Kraftstoffproduktion einzubeziehen, werden sie in das Modul D08 Hydrocracking zurückgeführt.

3.3.2.7 Lagerung der Produkte on-spec und off-spec

Zur Speicherung der Zielprodukte sowohl on-spec als auch off-spec wurden die Module Produkttanklager on-spec D14 und Produkttanklager off-spec D21 konzipiert. Sie beinhalten jeweils 8 Lagerbehälter für brennbare Flüssigkeiten mit 63 m³ Volumen. Das Produkttanklager off-spec Modul D21 ist auch dafür vorgesehen im Störfall oder wartungsbedingten Stillständen die Ausrüstung der Entwicklungsplattform für PtL-Kraftstoffe zu

entleeren, um erforderliche Reparaturen oder Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen durchführen zu können.

Über die Produktverladung für Straßentankwagen Modul D12 können die erzeugten Endprodukte Kerosin, Diesel und Naphtha verladen und abtransportiert werden. Natürlich ist auch eine Verladung von nicht verwertbaren off-spec-Produkten und Rückständen (Slop) vorgesehen. Die Verladung erfolgt mittels Gaspendelsystem oder über eine Abgasbehandlungsanlage.

3.3.2.8 Nebenanlagen

In dem vorliegenden Projekt wurden die Nebenanlagen (Modul U01 bis U10) standortunabhängig, in maximalem Umfang dimensioniert.

Folgende Nebenanlagen sind unter anderem Bestandteil der angedachten Anlage:

- VE-Wasser Aufbereitung (ca. 15 m³/h)
- Kühlwasserversorgung (ca. 20 MW)
- Dampf-/ Kondensatsystem
- Instrumentenluft-Erzeugung (ca. 250 Nm³/h)
- Stickstoffversorgung (ca. 200 Nm³/h)
- NaOH-Entladung
- Erdgas-/Biogas-Übergabe- und Druckreduzierstation
- Fackelsystem (ca. 1 000 Nm³/h)

Eine Abwasserbehandlungsanlage ist derzeit nicht Bestandteil des Projektes. Nach Festlegung des Standortes sind die Nebenanlagen an die örtlichen Gegebenheiten anzupassen.

3.3.3. Aufstellungsplanung und Layout

Das idealisierte Anlagenbaufeld, da bisher ohne konkreten Standortbezug, ist mit 200 m x 150 m auf 3 ha konzipiert. Die Dimensionierung der Technologiebausteine erfolgte zum Teil anhand von Anfragen/Angeboten oder durch Downsizing konventionell verfügbarer Anlagen und Anlagenkomponenten. Ähnlich verfahren wurde bei der Dimensionierung von Rohrbrücken und Straßen, die weitestgehend alle technologischen Module und Einrichtungen optimal mit einander verbinden. Die Anordnung der technologischen Module folgt grundsätzlich dem prozesstechnologischen Fluss (Abbildung 10).

Bei der Aufstellungsplanung wurden zentrale Platzreserven berücksichtigt (im Aufstellungsplan im Anhang 6 handelt es sich hierbei um den Bereich, welcher von den Bauten B005, B009, B007 und dem Forschungsstrang umgeben ist), um den folgende Optionen Rechnung zu tragen:

- Errichtung/ Nachrüstung der Methanol-Route (MtM und MtJ).
- Nutzung als Montagefläche bei Rückbau, Substitution oder Neuerrichtung von alternativen Technologiebausteinen innerhalb der Fischer-Tropsch-Route.

Der Abstand der Technologiebausteine wie beispielsweise Elektrolyse, CO₂-Abscheidung, rWGS, FT-Synthese oder Speicherung/Lagerung resultiert aus der Berücksichtigung sicherheitstechnischer Aspekte (Sicherheitskonzept, Schutz-Zonen, Anwendung technisches Regelwerk).

Konzeptionelle Annahmen und Maßgaben bei der Layoutentwicklung des Demonstrationsstranges bestanden in Folgendem:

- Räumlich parallele Anordnung von Forschungs- und Demonstrationsstrang, zwecks optimaler Nutzung der Infrastruktur und der Übergabe von Medien und Betriebsmitteln.
- Die Trafostation zur energetischen Versorgung des Technologiebausteins Elektrolyse (20 MW AEL und 20 MW PEMEL) ist neben der Elektrolyse aufgestellt (Verlustminimierung). Die Technologiebausteine Produkttankläger on-spec und off-spec sowie die Technologiebausteine Rückkühlwerk und Ab-/Wassersystem (Utility-Versorgung) sowie das Fackelsystem sind am Baufeldrand angeordnet, da sie sich nicht in unmittelbarer Nähe der Kernprozesse befinden müssen. Bei der Positionierung der Produktlager wurden Schutz-Zonen berücksichtigt.
- Relativ große Verdichter werden aus bau- und schalltechnischen Gründen in einer entsprechenden Verdichterstation zusammengefasst. Diese Konzeption ist am konkreten Standort hinsichtlich der sich daraus ergebenden tatsächlichen Abstände zu den jeweiligen Prozessen zu hinterfragen.
- Für die Verwertung des bei der Elektrolyse entstehenden Nebenproduktes Sauerstoff wurde optional ein Bereich mit der Bezeichnung O₂-Verwertung geplant (Flaschen-, Bündel-, Trailer-Abfüllung). Eine weitere Verwertungsmöglichkeit des O₂ besteht als Oxidationsmittel anstelle von Frischluft zur Beheizung des rWGS-Reaktors.

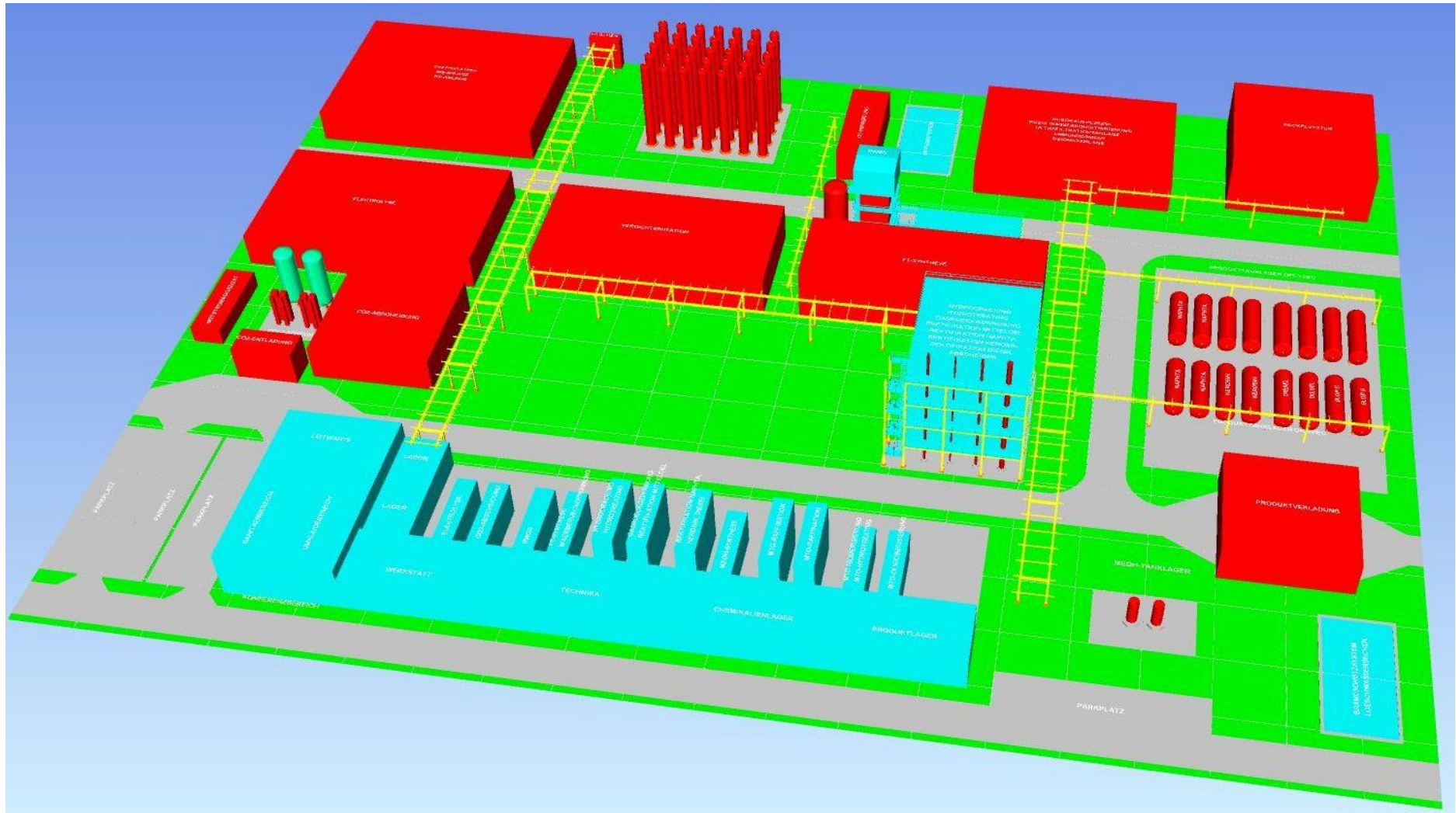


Abbildung 10: 3D-Ansicht Entwicklungsplattform

- Elektrisch beheizte Reformer befinden sich erst in Entwicklung. Der rWGS-Reaktor wurde deshalb als Erd-/Biogas-befuehrter Reformer inklusive Abhitze und Dampferzeugersystem konzipiert und stellt eine Anlagenkonfiguration dar, die sonst für das Dampfreformieren von Erd-/ Biogas üblich ist.

Eine Strukturierung des Forschungsstranges erfolgte unter folgenden Annahmen/Maßgaben (siehe Aufstellungsplan im Anhang 6):

- Im Forschungsstrang werden die Technologiebausteine Elektrolyse und CO₂-Abscheidung aufgestellt (Miniplant, Skids vorzugsweise in Seecontainerabmessung).
- Der Forschungsstrang soll sowohl die Installation der Technologiebausteine der FT-Route (rWGS, FT-Synthese, Wärmerückgewinnung, Hydrocracking, Hydrotreating (Hydrierung), Gasrückgewinnung, Raffination Syncrude) als auch die der Methanol-Route (MeOH-Synthese, MtG, MtO, MtO-Oligomerisierung, MtO-Isoomerisierung und MtO-Hydrotreating) zur Gewinnung von vorzugsweise Sustainable Aviation Fuels (SAF) ermöglichen (Miniplant, Skids vorzugsweise in Seecontainerabmessungen).
- Der Forschungsstrang ist als Hallengebäude ausgeführt in dem Technologiebausteine sowohl der MeOH- als auch der FT-Route unter Berücksichtigung wirtschaftlicher Aspekte technologisch erprobt, optimiert und verschaltet werden können.
- Der Forschungsstrang ist in einem Gebäudekomplex integriert, der sich in die weiteren Bereiche: Verwaltung, Leitwarte Demonstrationsstrang, Labor, Werkstatt und Lager unterteilt bzw. segmentiert.
- Die stoffliche und energetische Versorgung des Forschungsstranges ist über Schnittstellen zu realisieren (Rohrbrücken/Trassen), die es gestatten diesen mit Edukten (CO₂, H₂O) und Utilities zu versorgen, Produkte des Forschungsstranges zu übernehmen sowie Reststoffe, Nebenprodukte, Abfälle, oder Abwässer zu entsorgen.
- Parkplätze Administration, Mitarbeiter, Gäste sind in unmittelbarer Umgebung des Forschungsstranges vorgesehen.

Im Layout bewusst verzichtet wurde bisher auf Einrichtungen, die mit hoher Wahrscheinlichkeit am auszuwählenden Standort bereits verfügbar sind, wie zum Beispiel:

- Abwasserbehandlungsanlagen
- Einrichtungen des Werkschutzes
- Einrichtungen der Werkfeuerwehr und der Gefahrenabwehr
- Kantine

3.4. Kostenschätzung

Der Weg der von der Verfahrensentwicklung bis zum Betreiben einer kommerziellen Anlage zur Herstellung von PtL-Kraftstoffen erfolgt über mehrere Entwicklungsschritte:

Im Anschluss an die Grundlagenuntersuchungen (Scale-up von der Synthese im Labormaßstab zur Technikumsanlage) erfolgen Planung und Aufbau der technischen Großanlage. Dazu werden für eine bestimmte industrielle Produktionskapazität die Randbedingungen definiert, welche relativ standortunabhängig die Verfahrenstechnologie beschreiben. Sie enthalten den grundsätzlichen Aufbau der Anlage mit den Verfahrensstufen, die mit der passenden Massen- und Energiebilanz hinterlegt sind. Hierdurch werden Anforderungen an die Infrastruktur am Standort definiert (wie z.B. Einsatzstoffe, Energien und Betriebsmittel, Arbeitskräfte und Flächenbedarf).

Während der Durchführung dieser Studie wurde keine Entscheidung getroffen, an welchem Standort die Entwicklungsplattform zu errichten ist. Idealerweise wird die Anlage an einem bereits existierenden Chemie- bzw. Industrie- oder Raffinerie-Standort errichtet. Der Vorteil liegt unter anderem in bereits bestehender Infrastruktur, der Verfügbarkeit von Fachpersonal, Akzeptanz in der Bevölkerung sowie einer vereinfachten und damit kürzeren Umweltverträglichkeitsprüfung.

In eine Standortanalyse greift nun das Erstellen einer Machbarkeitsstudie unter Berücksichtigung der örtlichen Gegebenheiten ein. Hierbei werden Varianten zum Anlagenlayout und der Einbindung in die Infrastruktur untersucht und mit entsprechender Kostenschätzung und Terminplanung hinterlegt. Da dies bisher nicht erfolgt ist, zeigt die vorliegende Kostenschätzung Investitionskosten, welche nach Festlegung des Standortes an dessen Gegebenheiten anzupassen sind.

3.4.1. Kostenschätzungsmethode

Auf Basis des in Kapitel 1 abgeleiteten Umsetzungskonzeptes für den Demonstrationsstrang und den darin enthaltenen verfahrenstechnischen Vorgaben der Technologieauswahl wurden Ausrüstungen, Pumpen, Mechanik, Armaturen, Instrumentierung und Package Units technologischen Modulen des Demonstrationsstranges (D), des Forschungsstranges (F) sowie für Utilities (U) zugeordnet und grob spezifiziert. Diese bilden die Basis für die angewandte Kostenschätzung nach der Einzelfaktorenmethode²⁰. Anhand der hauseigenen Preisdatenbank, gezielten Richtpreisanfragen für spezielle Ausrüstungen und

²⁰ Klaus H. Weber: Engineering verfahrenstechnischer Anlagen, Springer Verlag, 2016

Package Units (PU) sowie unter Zugrundelegung des „DACE Price Booklet“²¹ wurden alle Ausrüstungen und Package Units preislich bewertet.

Die Einzelfaktorenmethode wurde gewählt, um der Besonderheit des Anlagentyps gerecht zu werden und die Faktoren je Verfahrensmodul getrennt bewerten bzw. im Fall überdurchschnittlicher PU- bzw. Ausrüstungspreise entsprechend skalieren zu können. So wurden beispielsweise die direkten und indirekten Anlagenkosten bei sogenannten PU-lastigen Modulen, d. h. technologischen Modulen, die nur aus einer PU oder überwiegend aus PUs bestehen, entsprechend nach unten skaliert.

Die angewendete Einzelfaktorenmethode entspricht der Genauigkeitsklasse nach ACE (Association for the Advancement of Cost Engineering) Class 4, mit einer Kostengenauigkeit von ca. -30% bis +50%.

Die nachfolgende Gesamtübersicht der Investitionskosten für den Demonstrationsstrang beinhaltet Kosten für die Planung, Genehmigung, Errichtung und Inbetriebnahme der PtL-Anlage.

Die Kostenschätzung berücksichtigt keine kurzfristigen Marktschwankungen für Lieferung und Dienstleistungen, welche z.B. durch die COVID 19 Pandemie ausgelöst wurden oder noch werden.

3.4.2. Errichtungskosten des Demonstrationsstranges

Die Errichtungskosten für den Demonstrationsstrang setzen sich wie in Tabelle 13 dargestellt zusammen.

Tabelle 13: CAPEX Demonstrationsstrang

Anlagenteil	Beschreibung	Summe
A	Wasser-Elektrolyse, Lager und O ₂ -Verwertung	101,5 Mio.€
B	CO ₂ -Logistik und Bereitstellung	39,6 Mio.€
C	Synthese- und Raffinationsprozess	69,5 Mio.€
D	Produktlager/-logistik	12,1 Mio.€
E	Nebenanlagen	17,6 Mio.€
X	Rückbaukosten	23,0 Mio.€
Gesamtsumme		263,3 Mio.€

²¹ Edition 34: Cost Information for Estimation and Comparison

Aus der groben Kostenverteilung auf die einzelnen Anlagenbereiche wird deutlich, dass die Standortbedingungen einen wesentlichen Einfluss auf die Investitionskosten haben können, da die Möglichkeiten zur Bereitstellung von Einsatzstoffen wie Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid oder Betriebsmitteln (Nebenanlagen) doch sehr verschieden sein können und im optimalen Fall bereits Kapazitäten vorhanden sind, die die Investitionen in den Anlagenneubau mindern.

3.4.3. Rückbaukosten

Mögliche Rückbaukosten nach Ablauf der Betriebszeit wurden differenziert betrachtet. Beispielsweise verbindet sich mit der Demontage der Hauptausrüstungen ein vergleichbarer Aufwand wie im Fall der Montage, auch wenn sich die Demontage der Gebäude und Stahlbaukonstruktion wiederum wesentlich einfacher gestaltet als deren Errichtung.

In Summe werden die Rückbaukosten mit 15% der Installationskosten abgeschätzt.

3.4.4. Grundstückskosten

In der Kostenschätzung zum Demonstrationsstrang sind keine Grundstückskosten enthalten. Hintergrund ist, dass es je nach Standort sehr unterschiedliche Modelle geben wird, wie die EPP für die Grundstückskosten aufkommen muss.

Es kommen mindestens die folgenden Optionen in Betracht, die eine unterschiedliche Zuordnung zu CAPEX bzw. OPEX-Kosten bedingen:

1. Grundstück-Kauf mit der Option des Rückkaufes nach Laufzeitende
2. Grundstück-Pacht über Laufzeit (ca. 12 Jahre)
3. Grundstück-Nutzung mit Eigentumsrecht bei Abnahmepflicht von Serviceleistungen / Betriebsmitteln des Standortbetreibers (Exklusivvertrag)
4. Grundstück-Nutzung ohne Eigentumsrecht, Standortbetreiber überlässt Grundstück der EPP aus Prestige- und Entwicklungsgründen

Somit können die Grundstück-Beschaffungs-/ Nutzungskosten aktuell nicht benannt werden, ohne den konkreten Standort ausgewählt zu haben. Außerdem ist auch die tatsächlich zu übernehmende Grundstücksgröße noch offen, die postulierten 3 ha sind nur als Mindestanforderung zu sehen.

Diese Kosten können im hohen Maße zwischen 0 EUR und deutlich über 1 Million EUR schwanken. Im Vergleich zu den Gesamtkosten ist das allerdings ein relativ kleiner Kostenpunkt, der nicht eindeutig den CAPEX bzw. OPEX Kosten zuzuordnen ist.

3.5. Terminplan

Mit der vorliegenden Studie zur konzeptionellen Ausarbeitung einer PtL-Entwicklungsplattform wurde eine Grundlage für deren mögliche Umsetzung geschaffen. .

Im nächsten wesentlichen Schritt ginge es um die Standortwahl, welche die Voraussetzung für das Basic Engineering ist. Hier wären u.a. wesentliche Auslegungsparameter, eine Energie- und Massenbilanz, die einzusetzenden Maschinen und Apparate sowie Automatisierungstechnik zu bestimmen. Weiterhin müsste in dieser Phase die Planung von Aufstellung, Bau, Stahlbau und Rohrleitungstechnik sowie Sicherheitsbetrachtungen erfolgen. Abgeleitet aus den konkreten Standortvoraussetzungen und -bedingungen wären die für die Funktionalität der EPP erforderlichen technologischen Module auszuwählen bzw. standortspezifisch anzupassen.

Die Ergebnisse des Basic Engineerings müssten sodann in das Genehmigungsverfahren nach BImSchG einschließlich ggf. notwendiger Anhörungen und Öffentlichkeitsbeteiligung unter Berücksichtigung von Bau-recht, BetrSichV, WHG einfließen („Behördenengineering“). Um den vorgesehenen zeitlich Ablauf zu ermöglichen sollten in dieser Phase auch Beschaffungsszenarien untersucht und Ausrüstungen mit sehr langer Lieferzeit identifiziert werden. Ihre bestellreife Spezifikation müsste zu diesem Zeitpunkt forciert werden.

In der Regel, nach erteilter behördlicher Genehmigung, folgt die Phase des Detail Engineerings, welches der Detaillierung von Maschinen, Apparaten, Mess- und Regeltechnik, die Detailplanung von Rohrleitungen, Bau und Stahlbau und den dazugehörigen Leistungsausschreibungen dient. Für einen straffen Planungsablauf kann diese Planungsphase auch parallel zum behördlichen Genehmigungsverfahren starten.

Bereits während des Detail Engineerings können die notwendigen Beschaffungsaktivitäten beginnen. Dabei ist ein besonderes Augenmerk auf die Bestimmung von Ausrüstungen mit langen Lieferzeiten zu richten. Der notwendige Zeitaufwand für das Einholen und Vergleichen von Angeboten sowie Verhandlungen sollte nicht unterschätzt werden.

Mit den Bau- und Montage-Arbeiten wird bereits während des Detail Engineerings begonnen, sofern eine behördliche Genehmigung vorliegend ist. Spätestens zu diesem Zeitpunkt muss auch mit der Rekrutierung und Schulung des Betreiberpersonals begonnen werden.

Nach mechanischer Fertigstellung der Anlage beginnen die Inbetriebnahme-Aktivitäten, die mit erfolgreicher Leistungsfahrt und Übergabe der Anlage einschließlich As-built-Dokumentation an den Betreiber enden. Dabei müsste vorgesehen werden, dass der Forschungsstrang deutlich vor dem Demonstrationsstrang seine Arbeit aufnehmen kann (ca. ein halbes Jahr eher).

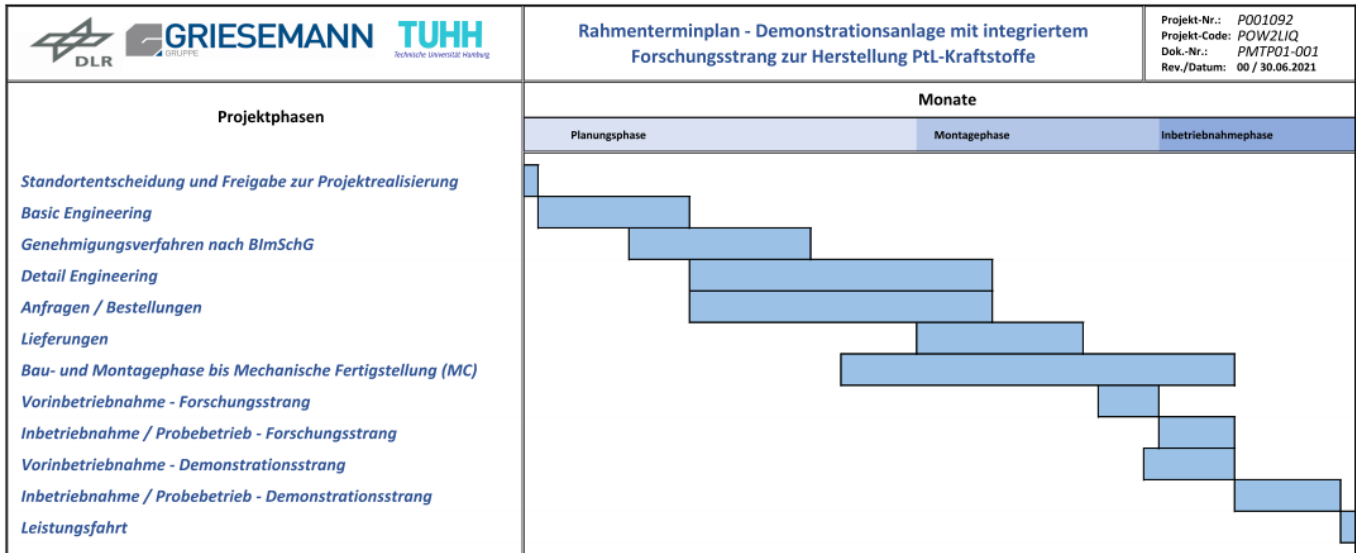


Abbildung 11: Rahmenterminplan EPP

Insgesamt ist für Engineering, Montage und Inbetriebnahme mit einem Zeitraum von mindestens 3,5 bis 5 Jahren zu rechnen. Der Rahmenterminplan (Abbildung 11) zeigt sowohl einen möglichen Ablauf als auch die dabei berücksichtigten Planungs- und Realisierungsphasen innerhalb eines Zeitraumes von 4,5 Jahren ab der Bestätigung eines optimal geeigneten Standortes für die EPP. Eine Forcierung ist möglich, wenn eigentlich sequenzielle Abläufe parallelisiert werden. Um Sicherheit und qualitätsgerechtes Arbeiten zu ermöglichen, müssten die Ressourcen in allen Phasen deutlich erhöht werden, was sich in steigenden Kosten niederschlagen kann.

Die Planung und Realisierung des Forschungsstranges kann nur bedingt unabhängig vom Demonstrationsstrang (gemeinsame Schnittstellen zu Betriebsmitteln, Rohstoffen und Produktlagerung sowie bauliche Verknüpfungen) erfolgen, aufgrund des geringeren genehmigungsrechtlichen Umfangs und der modularen Bestückung des Forschungsstranges ist seine Fertigstellung ca. 6 Monate vor dem Demonstrationsstrang machbar.

3.6. Zusammenfassung

Die Konzeptionierung und Auslegung des Demonstrationsstranges der EPP erfolgte nach dem aktuell in Europa gültigem Normen- und Regelwerk. Basierend auf der Technologieauswahl ist ein Anlagendesign erstellt worden, welches die Basis für Maschinen- und Apparatekonfektionierung bildet.

Unter Nutzung der Grobauslegungsdaten erfolgte eine Preisschätzung der Hauptausrüstungen mit marktüblichen Preisen für Materialien und Fertigungsleistungen, welche über die Einzelfaktorenmethode zu einem Gesamtinvestitionspreis extrapoliert wurde. Die Kostenschätzung berücksichtigt keine kurzfristigen Marktschwankungen für Lieferung und Dienstleistungen, welche z.B. durch die COVID 19 Pandemie ausgelöst werden.

Der Realisierungszeitraum für die Demonstrationsanlage wurde in einem Terminplan zusammengefasst und entspricht marktüblichen Zeiträumen unter Berücksichtigung von Besonderheiten, welche sich aus dem Charakter des Demonstrationsstranges der EPP ergeben. Besonderheiten sind z.B. ein erhöhter Mess- und Analysetechnikaufwand, um Demonstrations- und Forschungsergebnisse zu dokumentieren sowie großzügigere räumliche Gestaltungen der Gebäude und Anlagen, um Platz für zukünftige Anlagenumbauten und repräsentative Zwecke zu haben.

4. Planung eines Forschungsstrangs

4.1. Einleitung und Ziele des Forschungsstrangs

Ziel des Forschungsstrangs ist es, die wesentlichen Prozessschritte verschiedener PtL-Routen für die Herstellung von strombasierten Kraftstoffen abzubilden. Der Anlagenmaßstab ist hierbei deutlich kleiner im Vergleich zum Demonstrationsstrang. Der Massenstrom der Forschungsanlage soll einer Größenordnung von $< 1\%$ des Massenstroms des Demonstrationsstrangs, d. h. 10 kg/h PtL-Produkt, entsprechen. Hiermit können hoch-innovative Anlagenkomponenten adressiert, untersucht und optimiert werden, die allerdings noch ein niedriges Technical Readiness Level (TRL) (max. 5) aufweisen. Somit können diese innovativen Prozessschritte auf einen höheren TRL angehoben werden, so dass sie ggf. zu einem späteren Zeitpunkt in den Demonstrationsstrang integriert werden können. Eine ASTM Zertifizierung der im Forschungsstrang untersuchten Prozessrouten soll hierbei ermöglicht werden können. Werden im Gegensatz hierzu bereits ASTM zertifizierte Prozessrouten mit innovativen (up-stream) Technologien kombiniert (z. B. Fischer-Tropsch-Route in Kombination mit Co-Elektrolyse) sollen auch die produzierten Kraftstoffe die entsprechende ASTM Spezifikationen erfüllen.

Der Fokus des Forschungsstrangs liegt auf einem hochmodularen Konzept, so dass einzelne Komponenten „einfach“ ausgewechselt werden können. Durch die entsprechend kurzen Rüstzeiten kann somit eine große Anzahl von unterschiedlichen Technologien untersucht werden. Die einzelnen Prozessschritte können separat oder zu einer Prozesskette verschaltet untersucht und vertieft erforscht werden. Durch eine Vielzahl an Sensoren und analytischen Geräten wird zudem ein Smart-Industrieanlagen-Konzept verfolgt sowie wichtige Prozessparameter (Dichte (ρ), Temperatur (T), Druck (p), Brechungsindex (n), kinematische Viskosität (ν), dynamische Viskosität (η), Massen-/Volumendurchfluss) beobachtet und die jeweiligen Ein- und Ausgangsströme chemisch analysiert. Mittels dieses Inputs soll durch das Smart-Industrieanlagen-Konzept die Prozesssteuerung automatisiert und optimiert werden. Zudem sollen über die Sensorik und Analytik die Prozessströme einschließlich ihrer chemisch/physikalischen Eigenschaften und ihrer chemischen Zusammensetzung untersucht und die einzelnen Prozesse weiter optimiert werden.

Der Fokus liegt, analog zum Demonstrationsstrang, auf der Synthese von Luftfahrtkraftstoffen. Hierbei ist eine optimale Kraftstoffzusammensetzung hinsichtlich Effizienz und Umweltverträglichkeit ein wesentliches Ziel.

4.2. Technische Beschreibung des Forschungsstrangs

Der parallel zum Demonstrationsstrang aufzubauende Forschungsstrang ist kapazitiv deutlich kleiner als der Demonstrationsstrang ausgelegt. Konkret wird er mit 10 kg/h einen Teil von < 1% der Demonstrationsstrangkapaazität umfassen.

Abbildung 12 zeigt schematisch den modularen Aufbau. In Grün wird die Grundausstattung des Forschungsstrangs gezeigt, d. h. prozessunabhängige Komponenten. Die benötigte Infrastruktur, wie Büroräume und Leitwarte, ist in Orange dargestellt, die Erstausrüstung, d. h. die erste zu untersuchende Prozesskette in Blau. Erweiterungsoptionen, z. B. durch externe Partner, sind in Weiß eingezeichnet. Ein wesentlicher Aspekt des Konzepts ist, dass der Forschungsstrang parallel zum Demonstrationsstrang ausgelegt ist und somit eine Konsistenz zwischen Forschungs- und Demonstrationsstrang per Design angestrebt ist. Die Grundausstattung (grün) ermöglicht den generellen Betrieb des Forschungsstrangs. Zu dieser gehören eine Stromregelung mit erneuerbarem Energiesimulator (EE-Simulator), mit dessen Hilfe die fluktuierende Energieversorgung durch erneuerbare Energien an verschiedenen Standorten und mit verschiedenen Kombinationen von Photovoltaik / Wind abgebildet werden kann, sowie eine Off-Gas-Nutzung (BHKW) zur Verstromung oder Wärmeerzeugung aus nicht benötigten Nebenprodukten. Weiterhin verfügt die EPP über ein chemisches Analyselabor, um die erzeugten Kraftstoffe an Demonstrations- und Forschungsstrang zu analysieren sowie über ein Smarte Fabrik-Konzept (siehe Kapitel 4.5). Die Infrastruktur (orange) umfasst Leitwarte und Aufenthaltsräume als generelle Arbeitsplätze. Die Erstausrüstung (blau) des Forschungsstrangs bildet eine erste vollständige Prozesskette ab, in diesem Fall die Methanol-to-Jet (MtJ)-Route. Die eingezeichneten freien Plätze (weiß) sind für weitere zu untersuchende Prozessketten und Prozessschritte vorgesehen, z. B. von externen Nutzern.

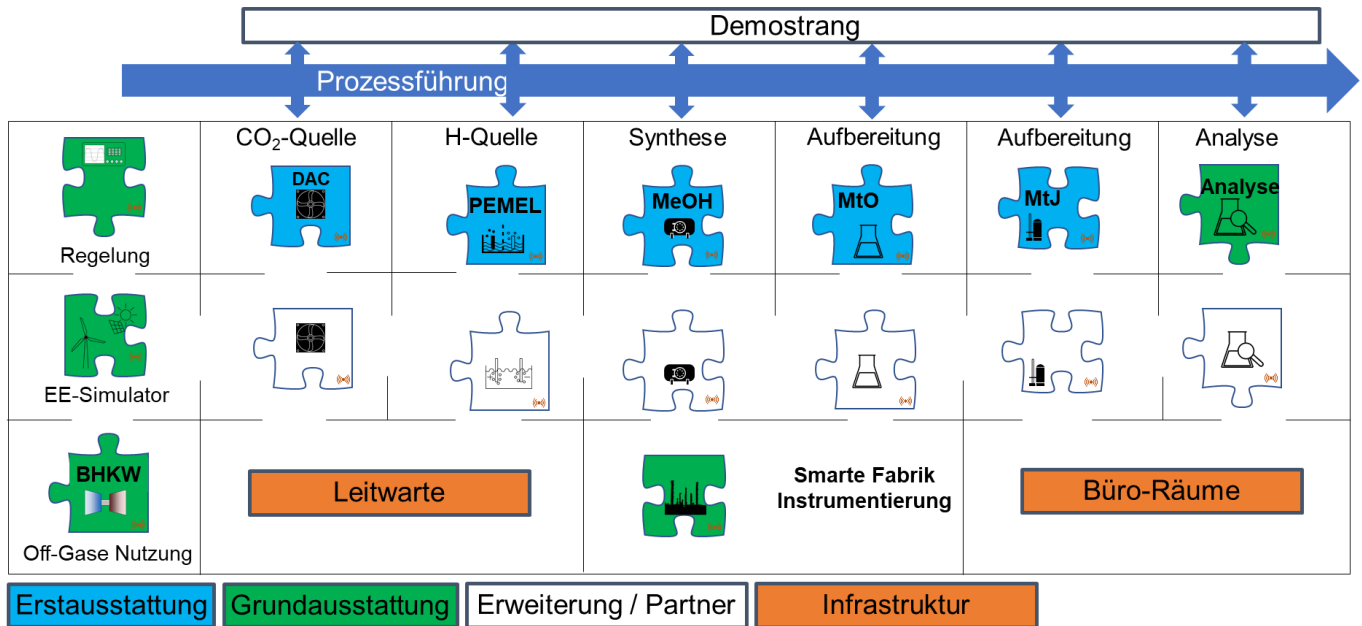


Abbildung 12: Modularer Aufbau des Forschungsstrangs mit der Methanol-to-Jet (MtJ)-Route als Erstausstattung (blau), Plätze für weitere modulare Bausteine von externen Partnern (weiß) sowie der Grundausstattung (grün), die den laufenden Betrieb ermöglicht, und der benötigten Infrastruktur (orange).

4.2.1. EPP- Forschungsstrang Grundausstattung

Bauseits ist der Forschungsstrang in einem Gebäudekomplex integriert, der sich in die weiteren Bereiche: Verwaltung, Leitwarte Demonstrations- und Forschungsstrang, Labor, Werkstatt und Lager unterteilt bzw. segmentiert (siehe Kapitel 3.3.3).

Vorgesehen ist, die stoffliche und energetische Versorgung des Forschungsstrangs über redundante noch zu definierende Schnittstellen (siehe Kapitel 4.3.3, Abbildung 13) zum Demonstrationsstrang. Die Schnittstellen, respektive Übergabepunkte, sollten mit eichfähigen Messungen ausgestattet werden, die es ermöglichen eine separate Mengenverrechnung für den Forschungsstrang durchzuführen. Zudem wird eine eigenständige Versorgung des Forschungsstrangs mit CO₂ und H₂ eingerichtet.

Mess- und Analysendaten werden in einem noch zu definierenden Mess-/ Prozessdatenarchivierungssystem abgelegt, welches ermöglicht, die abgelegten Daten aufzurufen und in mathematisch, naturwissenschaftlichen Routinen und Prozeduren zu verarbeiten und auszuwerten (effiziente Prozessoptimierung: produktorientiert, energetisch, strömungstechnisch, katalytisch).

Zur Prozesssteuerung der im Forschungsstrang installierten Leittechnik – unabhängig davon, ob diese eine MeOH-Route (Methanol-to-Jet (MtJ)) oder Fischer-Tropsch-(FT)-Route oder irgendeinen anderen innovativen Herstellungsprozess betrifft – ist ein Prozesssteuerungssystem (PCS) vorgesehen, das auf die Dimension der

installierten Ausrüstung (Downsizing Faktor ~ 100 bezogen auf Demonstrationsstrang), Mechanik und Instrumentierung zugeschnitten ist.

4.2.2. Erstausrüstung: Methanol-to-Jet (MtJ)

Der Forschungsstrang wird mit einem ersten Synthesepfad (Erstausrüstung) ausgestattet und kann zeitnah genutzt werden. Hierfür wurde der Methanol-to-Jet (MtJ)-Prozess ausgewählt (Abbildung 12; blau), für den im Rahmen der Vorstudie ein großes Potential hinsichtlich der effizienten Synthese von erneuerbaren strombasierten synthetischen Flugkraftstoffen ermittelt wurde. Der niedrige Technical Readiness Level (TRL) (≤ 5) qualifiziert den Prozessweg jedoch nicht für eine sofortige Integration in den Demonstrationsstrang. Hierfür, sowie potentialtechnisch, ist eine Weiterentwicklung zwingend erforderlich. Die MtJ-Route wurde damit eindeutig für den Forschungsstrang identifiziert.

Der MtJ-Prozess besteht aus mehreren Teilschritten: Zunächst muss eine CO₂-Bereitstellung erfolgen. Dies wird im Forschungsstrang auf zwei verschiedenen Wegen erfolgen, einerseits über den Einsatz eines Direct Air Capture (DAC)-Moduls, mit dessen Hilfe CO₂ aus der Luft für die Synthese gewonnen werden kann (vgl. Kapitel 4.4.2). Weiterhin wird es möglich sein, CO₂ aus der Aminwäsche des Demostrangs zu verwenden. Als Wasserstoffquelle dient eine Wasserelektrolyse, aller Voraussicht nach eine Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse (PEMEL [Proton exchange membrane electrolysis]). Es können aber auch andere, derzeit weniger weit entwickelte, Elektrolyseverfahren zum Einsatz kommen, z. B. die Festoxid-Elektrolyse (SOEL [Solid oxide electrolyzer cell]) oder eine Co-Elektrolyse (Co-SOEC [Co-Solid oxide electrolyzer cell]) (vgl. Kapitel 4.4.3). Als nächstes folgt die Methanol-(MeOH)-Synthese. Diese kann, wie die Fischer-Tropsch-Synthese (FTS) mit Synthesegas (Gemisch aus CO und H₂) betrieben werden, aber alternativ auch, im Gegensatz zur FTS, direkt aus CO₂ und H₂ erfolgen, so dass die energieintensive Umwandlung des CO₂/H₂-Gemischs zum Synthesegas wegfällt (vgl. Kapitel 4.4.4). Beide Verfahren (Synthese aus Synthesegas und Synthese aus CO₂) haben unterschiedliche Vor- und Nachteile, die entsprechend im Forschungsstrang adressiert und verglichen werden könnten. Die folgenden Prozessschritte – Dehydratisierung, Oligomerisierung, Hydrierung und Rektifikation – zur Umwandlung des MeOH zum Flugkraftstoff limitieren derzeit das TRL dieses Prozesses auf ca. 4-5. Schwierigkeiten bereitet insbesondere die Synthese entsprechend langer C-Ketten (vgl. Kapitel 4.4.5). Durch die, zusammen mit externen Partnern, anvisierte Weiterentwicklung dieser Prozessschritte soll diese Problemstellung, durch Erforschen der Ursachen und Auffinden von Lösungen, adressiert werden, um so den MtJ-Prozess auf ein höheres TRL zu bringen (5 - 6).

Wie bereits im Rahmen der Technologieauswahl (Kapitel 1.3) erwähnt, ist es langfristig das Ziel neben der Erstausrüstung des Demonstrationsstranges mit der Fischer-Tropsch-Route hier auch weitere, innovative Prozessrouten in der entsprechenden Größenordnung umzusetzen, wozu zusätzliche Freiflächen vorgesehen werden sollten. Hierfür würde sich, nach einer erfolgreichen Umsetzung und Weiterentwicklung im Forschungsstrang die Methanol-Route anbieten. In diesem Fall könnten je nach umgesetzter bzw. angestrebter Variante der Methanol-Synthese (basierend auf Synthesegas bzw. CO_2 und H_2) unterschiedliche Komponente des dann bestehenden Demonstrationsstrangs weitergenutzt werden. Dies wären im Wesentlichen die gesamte H_2 - und CO_2 -Bereitstellung, sowie je nach Synthese die rWGS-Stufe. Die nachgeschalteten Reaktoren wie der Fischer-Tropsch-Reaktor und die Kraftstoffaufbereitung könnten vmtl. nur unter großem Aufwand (sowohl technisch als auch ökonomisch) umgebaut werden, weshalb sowohl Methanol-Synthese als auch die Methanol-to-Jet Reaktoren aller Voraussicht nach auf den vorgesehenen Freiflächen in einer gesonderten Anlage umgesetzt werden sollten.

Die Implementierung im Forschungsstrang ermöglicht sowohl einzelne Komponenten des MtJ-Prozesses als auch deren Verschaltung mit anderen Prozessschritten, bis hin zum kompletten Prozess, zu untersuchen. Auf diesem Wege werden einzelne Prozessschritte weiterentwickelt und hinsichtlich Ausbeute, Selektivität und Energiebedarf bzw. Wirkungsgrad optimiert. Diese Weiterentwicklung und Optimierung erfolgt beispielhaft durch eine geeignete Katalysator- und Prozessparameterentwicklung bzw. eine geeignete Katalysator- und Prozessparameteroptimierung. Weiterhin werden die jeweils folgenden Prozessschritte auf den Produktstrom des Vorprozessschritts angepasst, damit die jeweiligen Produkte der folgenden Prozessschritte sowohl mit hoher Effizienz als auch mit hohen Ausbeuten und Selektivitäten erzeugt werden können. Ebenfalls ist hierfür eine Anpassung des Produktstroms des vorherigen Prozessschritts auf die Anforderungen des Folgeprozesses möglich, ggf. sogar nötig. Ein weiteres Augenmerk zur Wirkungsgraderhöhung wird auf eine optimale Wärmeintegration gelegt.

Ein weiterer Fokus wird im Forschungsstrang auf die Optimierung der Kraftstoffzusammensetzung gelegt, um die Umweltwirkung der CO_2 - und non- CO_2 -Effekte möglichst stark zu reduzieren²². Die Optimierungen umfassen eine effiziente Nutzung (hohe spezifische Energiedichte für die Verbrennung) sowie eine Reduktion des Schadstoffausstoßes, z. B. CO , Feinstaub (inkl. Ultra Feinpartikel) und Ruß (Reduktion der Eiskristalle und damit

²² C. Voigt et al.: Cleaner burning aviation fuels can reduce contrail cloudiness, *Nature Communications Earth & Environment*, 2 (2021), 114.

T. Schripp et al.: Impact of Alternative Jet Fuels on Engine Exhaust Composition During the 2015 ECLIF Ground-Based Measurements Campaign, *Environmental Science & Technology*, 52(8) (2018), 49691-4978.

der Zirruswolkenbildung). Auch werden Untersuchungen zur Nachhaltigkeit bzw. zum CO₂-Fußabdruck der Kraftstoffe im Rahmen von Lebenszyklusanalysen (LCA) durchgeführt (ggf. bei externen Partnern).

4.2.3. Weitere mögliche zu untersuchende Technologien und Prozesse

Neben der Abbildung der Methanol-to-Jet Route als ersten im Forschungsstrang zu implementierenden Prozess und der damit verbundenen Erstausrüstung, auch hinsichtlich der H₂- und CO₂-Bereitstellung, konnten im Rahmen der Technologieauswahl (Kapitel 1.3) und dem Feedback der Expertinnen und Experten aus Industrie und Wissenschaft (siehe Anhang 1) bereits weitere, innovative und vielversprechende Technologien bzw. Prozesse identifiziert werden, die perspektivisch ebenfalls im Forschungsstrang umgesetzt werden können.

Hier ist u. a. die Einbindung einer Hochtemperatur Elektrolyse (SOEL/SOEC) in einer entsprechenden Größenordnung interessant, um die perspektivische Wärmeintegration in einen Gesamtprozess, insbesondere bei zusätzlicher CO₂-Bereitstellung über DAC, zu untersuchen.

Außerdem erscheint die direkte Synthesegas-Bereitstellung aus CO₂ und Wasserdampf mittels Co-Elektrolyse als eigenständige Technologie, aber auch hinsichtlich der Integration in einen Gesamtprozess, sehr interessant.

Neben diesen Einzelkomponenten erscheint es perspektivisch auch als sinnvoll, eine Fischer-Tropsch-Route – oder weitere neuartige Prozessrouten – zu implementieren, um auch hier neue Umsetzungsansätze (z. B. Reaktordesign, Fahrweise, Produktaufbereitung) oder Katalysatoren zu erforschen. Insgesamt können diese Technologien und Fragestellungen idealerweise in direkter Kooperation mit externen Akteuren aus Industrie und Wissenschaft untersucht werden, um entsprechende wissenschaftliche Partner, aber auch innovative Startups und Industrieunternehmen in die Arbeiten am Forschungsstrang einzubinden.

Der Forschungsstrang hält für zukünftige zusätzliche Komponenten und Prozessstränge entsprechende Stellflächen frei (vgl. Abbildung 12).

4.3. Grundlagen der Auslegung

Im Forschungsstrang werden zur Rohstoffbereitstellung die beiden Technologiebausteine „Elektrolyse“ und „CO₂-Abscheidung“ in sogenannten Skids, (d. h. Komponenten, in denen Technologiebausteine / Reaktoren mitsamt der benötigten Peripherie-Geräte wie Pumpen oder Durchflussregler etc. auf einem gemeinsamen Grundrahmen montiert werden, vorzugsweise in Seecontainerabmessung, siehe Layout und Aufstellungsplan)

aufgestellt. Zur unterbrechungsfreien Versorgung einzelner Komponenten bzw. eines Gesamtprozesses ist auch eine Medienverbindung zum Demonstrationsstrang vorgesehen.

Der Forschungsstrang wird so ausgelegt, dass unterschiedliche Prozessrouten zur Gewinnung von vorzugsweise Kerosin untersucht werden können. Dies betrifft sowohl Technologiebausteine, als auch die gesamte Prozesskette, beispielsweise für die FT-Route (rWGS, FT-Synthese, Wärmerückgewinnung, Hydrocracking, Hydrotreating (Hydrierung), Gasrückgewinnung, Raffination Syncrude), oder die Methanol-Route (MeOH-Synthese, MtG, MtO, MtO-Oligomerisierung, MtO-Isomerisierung und MtO-Hydrotreating) sowie weitere vollständige Prozessrouten. Eine einfache Austauschbarkeit von Komponenten wird durch eine modulare Skid-Bauweise erreicht.

Für die Erstausrüstung ist der Aufbau einer Prozesskette der Methanol-Route vorgesehen, die im Rahmen einer Prozesssimulation abgebildet wurde und die oben genannten Prozessschritte umfasst.

4.3.1. Rahmenannahmen zum Anlagenkonzept

Die Produktionskapazität des Forschungsstrangs, gemessen am Output, entspricht max. 1% der Kapazität des Demonstrationsstrangs, um weiterhin eine ausreichende Größenordnung für die entsprechenden F&E Aufgaben zu verwirklichen. Basierend auf dieser Annahme und auf Grundlage der zur Verfügung stehenden Literatur wurde ein Aspen Plus Modell der Methanol-to-Jet PtL-Anlage erstellt. Dies umfasst auch die Auslegung der H₂-Bereitstellung über einen PEM-Elektrolyseur sowie die CO₂-Versorgung über DAC-Module. Die Ergebnisse der Prozesssimulation (Massen- & Energiebilanzen) dienen als anschließende Grundlage für die weiteren Auslegungsschritte.

Die für die Methanol- bzw. Kerosin-Produktion notwendigen Edukte sind ebenfalls Kohlenstoffdioxid und Wasser bzw. Wasserstoff aus der Wasserelektrolyse und können daher sowohl aus eigenen Aggregaten im Forschungsstrang als auch alternativ zeitweise aus dem Demonstrationsstrang entnommen werden. In der Modellierung des Forschungsstrangs werden zur vollständigeren Erfassung der notwendigen Massen- und Energieströme sowohl die Wasser-Elektrolyse als auch die CO₂-Bereitstellung mitberücksichtigt. Die Wasserstoffbereitstellung erfolgt über einen PEM-Elektrolyseur. Das CO₂ wird über ein Direct Air Capture (DAC) Modul aus der Atmosphärenluft entnommen. Das Potenzial der Kohlenstoffbereitstellung ist daher aus theoretischer Sicht unbegrenzt, technisch aber u. a. durch den Platzbedarf für die DAC-Module begrenzt. Für die Stromversorgung des Forschungsstrangs werden zwei unterschiedliche Optionen parallel verfolgt. Für die Untersuchung und Entwicklung mit Fokus auf der technischen Machbarkeit von einzelnen Komponenten und Prozessschritten auf niedrigem TRL wird eine kontinuierliche Stromversorgung (nach Möglichkeit bilanzieller

erneuerbarer Strom) benötigt. Für einen Betrieb einer gesamten Prozesskette soll alternativ auch auf die Stromversorgung des Demonstrationsstrangs zurückgegriffen werden können, so dass auch im Forschungsstrang RED II konforme Kraftstoffe erzeugt werden können. Durch die ebenfalls vorgesehene Installation eines EE-Simulators können perspektivisch auch beliebige Lastprofile der Stromversorgung simuliert werden. Dies wurde in der Anlagenauslegung jedoch nicht berücksichtigt; hier wurde ein konstanter Anlagenbetrieb des gesamten Prozesses bezogen auf die Nennleistung des Elektrolyseurs unterstellt. Aufgrund der wenigen Informationen über mögliche Produktzusammensetzungen und -verteilungen in den einzelnen MtJ-Teilprozessen und insbesondere in miteinander kombinierten Prozessen, wurde eine vereinfachte Produktzusammensetzung aus Literaturdaten definiert, die durch Rektifikation in eine Benzin-Fraktion ($C_5 - C_7$) und eine Kerosin/Diesel-Fraktion ($C_8 - C_{20}$) aufgetrennt wird. Als Nebenprodukte gebildete kurzkettige Kohlenwasserstoffe (KWS) bzw. Off-Gase werden im Forschungsstrang für Closed Gas Loop Recycling verwendet. Zusätzlich ist die Verwendung einer Teilmenge der Nebenprodukte zur Erzeugung von Strom und Wärme in einer Mikrogasturbine und eine entsprechende Integration von Strom und Wärme in den Prozess vorgesehen. Diese Option wird in Kapitel 4.4.6 detailliert behandelt.

4.3.2. Modellierungsannahmen und -vorgehen

Grundsätzlich kann die Produktion des Kerosins im Forschungsstrang in einen Power-to-Methanol (PtM) und einen Methanol-to-Jet (MtJ) Prozess unterteilt werden. Während die Methanol-Produktion weltweit sowohl CO- als auch CO₂-basiert heute bereits Stand der Technik ist (vgl. Kapitel 4.4.4) und Forschungsschwerpunkte hier eher in der Flexibilisierung der Synthese und dem gezwungen periodischen Betrieb liegen, ist die Weiterverarbeitung von Methanol zu Kerosin (MtJ) derzeit weder industriell umgesetzt noch normenkonform, da eine ASTM Zertifizierung noch aussteht (vgl. Kapitel 4.4.5). Der unterschiedliche Wissensstand zwischen den Verfahrensteilen ist auch in der zur Verfügung stehenden Literatur erkennbar, wobei die sehr begrenzten Prozessdaten zum MtJ-Prozess derzeit nur aus Laborversuchen und/oder für einzelne Teilprozesse verfügbar sind. Die aus der Literatur abgeleiteten und angenommenen Parameter sind in Tabelle 14 aufgeführt.

Für die Modellierung der identifizierten Prozesse wird die Software Aspen Plus verwendet. Dabei handelt es sich um ein sequentiell modulares Programm zur Simulation von verfahrenstechnischen Prozess-Flowsheets der Firma Aspen Technology Inc²³. Es bietet die Möglichkeit, flüssige, gasförmige und feste Komponenten in der Modellierung einzusetzen, wozu bereits umfangreiche Stoffdatenbanken in dem Programm implementiert sind. Basierend auf den Ergebnissen der Modelle können die Massenbilanzen der Prozesse sowie grundlegende Energiebilanzen (Wärmestrom) abgeleitet werden. Zur thermodynamischen Abbildung der Ströme

²³ <https://www.aspentech.com/en>

werden die erweiterten Zustandsgleichungsmodelle Peng-Robinson-Boston-Mathias (PR-BM) und Redlich-Kwong-Soave-Schwarzentruber-Renon (SR-POLAR) gewählt²⁴.

Tabelle 14: Prozessparameter der Forschungsstrang-Teilprozesse

Teilprozess	Parameter	Wert	Quelle
PEMEL	Wirkungsgrad in % ^a	67	eigene Berechnung
DAC	Strombedarf in kWh/kg _{CO2}	0,25	25
	Wärmebedarf in kWh/kg _{CO2}	1,75	25
MeOH-Synthese	Kohlenstoff-Umsatz pro Durchlauf in %	30	26
	Selektivität in %	100	26
	Recycle- Purge in %	1	eigene Berechnung
Methanol-to-Olefine	Produktverteilung in mol%		
	Ethen/ Propen/ Buten/ Methan	42,4/ 37,6/ 10,0/ 10,0	27, 28, 29
Oligomerisation	Produktverteilung in wt%		
	C ₄ H ₈ /C ₆ H ₁₂ / C ₈ H ₁₆ / C ₁₀ H ₂₀ / C ₁₂ H ₂₄ /	3,0/ 17,0/10,0/ 12,5/ 17,5/	30, 31
	C ₁₄ H ₂₈ / C ₁₆ H ₃₂ / C ₁₈ H ₃₆ / C ₂₀ H ₄₀	17,5/ 12,5/ 7,5/ 2,5	
Hydrierung	Umsatz in %	100	32

^a Basiert aus LHV und elektrischer Input-Leistung

4.3.3. Verfahrensfließbilder / Massen- und Energiebilanz

Die auf Grundlage des gebildeten Prozessmodells ermittelten Massenströme sowie relevante Energieströme können Tabelle 15 und Abbildung 13 entnommen werden. Vergleichbar zum Demonstrationsstrang wird auch im Forschungsstrang ein Großteil der erforderlichen Energie für die Wasserstoffbereitstellung benötigt, wobei

²⁴ Aspen Technology (2001): Aspen Physical Property System – Physical Property Methods and Models 11.1. Cambridge, USA

²⁵ M. Fasihi, O. Efimova, C. Breyer: Techno-economic assessment of CO₂ direct air capture plants, Journal of Cleaner Production, 224 (2019), S. 957–980.

²⁶ V. Dieterich, A. Buttler, A. Hanel, H. Spliethoff, S. Fendt: Power-to-liquid via synthesis of methanol, DME or Fischer-Tropsch-fuels: a review, Energy & Environmental Science, 13 (2020), 10, S. 3207–3252.

²⁷ E. Kianfar: Comparison and assessment of zeolite catalysts performance dimethyl ether and light olefins production through methanol: a review, Reviews in Inorganic Chemistry, 39 (2019), 3, S. 157–177

²⁸ Q. Sun, Z. Xie, J. Yu: The state-of-the-art synthetic strategies for SAPO-34 zeolite catalysts in methanol-to-olefin conversion, National Science Review, 5 (2018), 4, S. 542–558.

²⁹ M. Kaltschmitt, U. Neuling: Biokerosene, Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg, 2018.

³⁰ W. Maus: Zukünftige Kraftstoffe, Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg, 2019.

³¹ J. Pechstein, U. Neuling, J. Gebauer, M. Kaltschmitt: Alcohol-to-Jet (AtJ); In: Kaltschmitt, M., Neuling, U. (Hrsg.): Biokerosene, Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg, 2018.

³² A. de Klerk: Fischer-Tropsch Refining, Wiley-VCH, Weinheim Germany, 2011.

die absoluten Energiemengen entsprechend der stark reduzierten Anlagenkapazität deutlich geringer sind. Das während der Umwandlung zu Kerosin anfallende Wasser kann an den jeweiligen Stellen im Prozess vorwiegend durch Rektifikation oder Phasentrennung abgeschieden werden und verlässt den Prozess als Abwasser. Je nach Abwasseraufbereitung ist eine Rückführung zur Reduktion des Gesamtwasserbedarfs denkbar. Im Gegensatz zur CO₂-Bereitstellung aus CO₂-Punktquellen trägt die DAC-basierte Abscheidung aus der Umgebungsluft erheblich zum Gesamtenergiebedarf der Kerosinproduktion bei. Dabei könnte insbesondere die Integration von Abwärme bzw. Prozesswärme aus einer Mikrogasturbine zur Senkung des thermischen Energiebedarfs beitragen. Die Kohlenstoffeffizienz – d. h. der Anteil des aus dem CO₂ ins Produkt übergehende Kohlenstoff – sowie die Produktionsleistung sind stark abhängig von den Selektivitäten in den jeweiligen MtJ-Teilprozessen. Während bei der Methanol-Synthese eine nahezu ideale Selektivität erzielbar ist, kann diese für die nachfolgenden Prozessschritte erst durch die Realisierung der Prozesskette im Forschungsstrang ermittelt werden. Für die in der Simulation angenommenen Selektivitäten ergibt sich ein Kohlenstoffbedarf von 3,7 kgCO₂/kg_{Produkt}. Die Produkte verteilen sich dabei zu ca. 80% auf eine langkettige Diesel / Kerosin-Fraktion (typischerweise C₈ - C₂₀) und zu 20% auf eine kurzkettige Benzin-Fraktion (C₅ - C₇). Kohlenwasserstoffe (KWS) <C₅, die als Nebenprodukte anfallen, können sowohl zum Closed Gas Loop Recycling verwendet werden oder im Rahmen des Forschungsstrangs auch in einer Mikrogasturbine energetisch genutzt werden (Strom- und Wärmeerzeugung mit entsprechender Wärmeintegration in die Anlage), wodurch Kohlenstoff in Form von Kohlenstoffdioxid den Prozess verlässt (vgl. Kapitel 4.4.6).

Tabelle 15: Stoff- und Energieströme des Forschungsstrangs

Stoff- und Energiestrom	Input	Output	Notiz
Wasser	46,4 kg/h ^a	29 kg/h ^b	^a aufbereitetes Leitungswasser, ^b Abwasser
Wasserstoff	5,2 kg/h		aus Wasser-Elektrolyse oder externer Versorgung
Kohlenstoffdioxid	37 kg/h		exklusive Abgas
Sauerstoff	-	41,2 kg/h	
Off-Gas	-	3 kg/h	
Benzin-Fraktion	-	2 kg/h	
Kerosin/Diesel-Fraktion	-	8 kg/h	
Abgase	-	ca. 14 kg/h	fallen nur bei Rückverstromung des Off-Gases an
Thermische Energie	70 kW ^c	70 kW ^d	^c Wärmebedarf DAC, ^d ca. 55 kW PEMEL-Abwärme < 60 °C
Strom	290 kW		ca. 260 kW für H ₂ -Bereitstellung, Stromproduktion der Mikrogas-turbine nicht berücksichtigt

Abbildung 13 zeigt das Verfahrensfliessbild inkl. der sich aus der Prozesssimulation ergebenden Massenströmen des Forschungsstrangs. Das über DAC bereitgestellte CO₂ wird mit H₂ aus der PEMEL komprimiert und direkt in der Methanol-Synthese umgewandelt. Die geringen Kohlenstoffumsätze pro Durchlauf (ca. 30%) bedingen hierbei das hohe Recyclingverhältnis, das zu hohen Kompressionsleistungen führt. Anschließend wird das Rohmethanol vom mitgebildeten Wasser getrennt und in die Dehydratisierung gegeben, wo es unter reaktionsbedingter Bildung von Wasser zu ca. 90% in leichte Alkene umgesetzt wird. Anschließend wird das Produktgemisch in der Oligomerisierung zu länger-kettigen Alkenen umgewandelt. Die zuvor entstandenen Alkane können je nach Prozessführung vor oder nach der Oligomerisierung abgetrennt und beispielsweise energetisch genutzt werden. Der Produktstrom wird zuletzt vollständig hydriert und fraktioniert. Die aus der Literatur abgeleitete Selektivität der Oligomerisierung lässt eine engere Kettenlängenverteilung im Vergleich zur FT-Synthese vermuten, wodurch u. a. Crackingprozesse ggf. vollständig vermieden werden können.

Die Art und Menge der stofflichen Verluste in den MtJ-Teilprozessen sind zum jetzigen Zeitpunkt mit vergleichsweise großen Unsicherheiten behaftet, da diese Prozesskette noch nicht in Gesamtheit demonstriert wurde. Dies unterstreicht die Wichtigkeit und auch Dringlichkeit der Realisierung des Forschungsstrangs zur Ermittlung von Realdaten, die u. a. einen soliden techno-ökonomischen Vergleich der Produktionswege sowie eine Optimierung der Verschaltungsoptionen im MtJ-Strang ermöglichen.

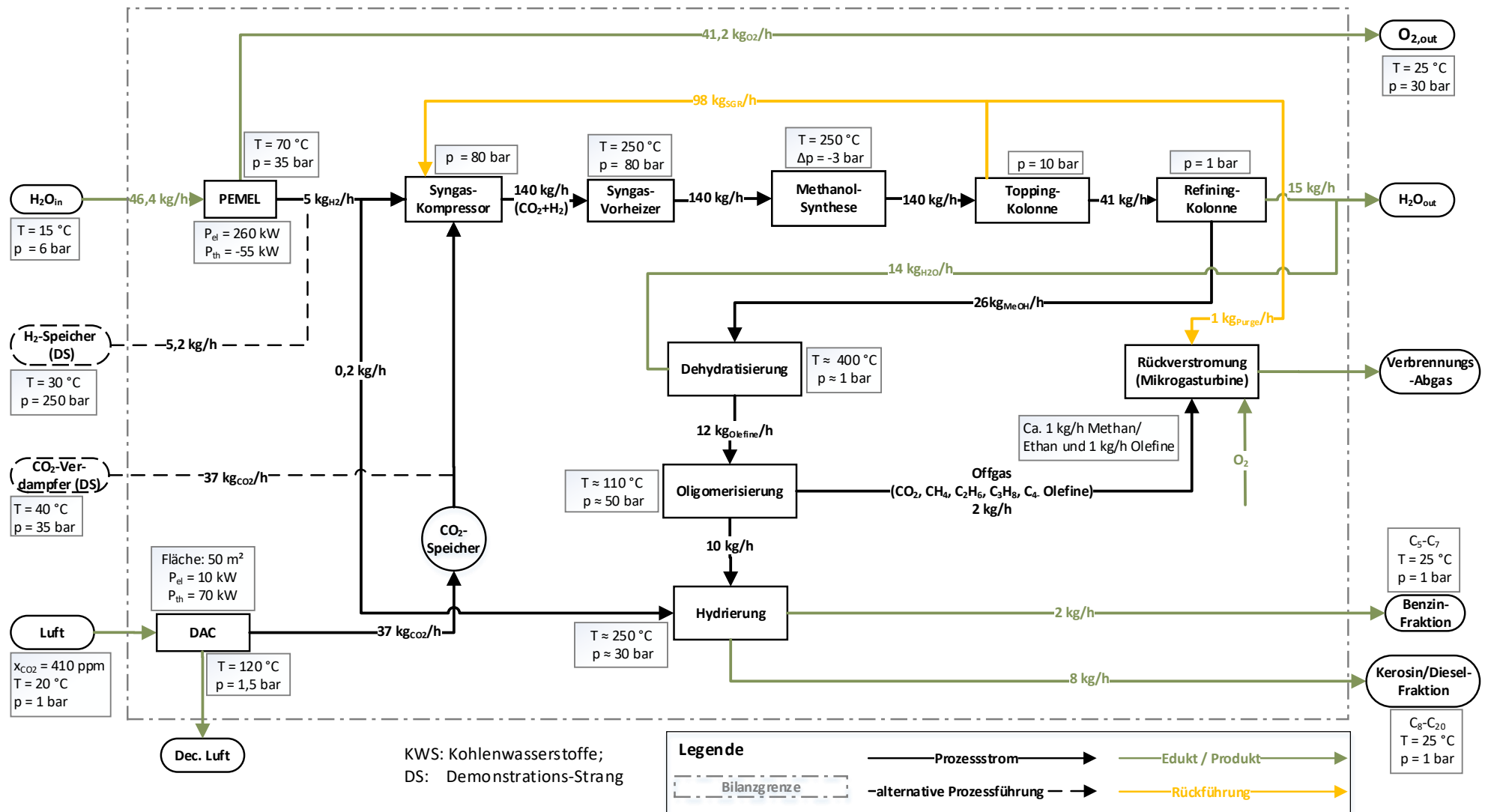


Abbildung 13: Verfahrensfließbild mit Massenströmen des Forschungsstrangs

4.3.4. Aufstellungskonzept in Technikums Halle

Basierend auf dem Gesamtaufstellungsplan der Entwicklungsplattform (vgl. Kapitel 3.3.3 und Anhang 6) zeigt Abbildung 14 den Aufstellungsplan des Forschungsstrangs in der konzipierten Technikums-Halle am Beispiel eines potentiellen FT- und eines realen MtJ-Strangs (Erstausrüstung).

Der Forschungsstrang ist als Hallengebäude ausgeführt, in dem die Technologiebausteine der MeOH-, der FT- und weiterer innovativer PtL-Routen (nicht gezeigt) unter Berücksichtigung wirtschaftlicher Aspekte technologisch, erprobt, optimiert und verschaltet werden können. Der Forschungsstrang ist dabei in einem Gebäudekomplex integriert, der sich in die weiteren Bereiche: Verwaltung, Leitwarte Demonstrations- und Forschungsstrang, Labor, Werkstatt und Lager unterteilt bzw. segmentiert. Zusätzlich sind Parkplätze für Zulieferer, Administration, Mitarbeiter und Gäste in unmittelbarer Umgebung des Forschungsstranges vorgesehen.

Geplant ist, die stoffliche und energetische Versorgung des Forschungsstrangs einerseits über Schnittstellen zum Demonstrationsstrang zu realisieren (Rohrbrücke/Rohrbrücken), die es gestatten, diesen mit Edukten (CO_2 , H_2 , H_2O) und Utilities zu versorgen, Produkte des Forschungsstrangs (zwischen) zu lagern sowie Reststoffe, Nebenprodukte, Abfälle oder Abwässer zu entsorgen. Analog könnten z. B. auch Synthesegas oder FT Crude (sofern dies in die Ausstattungen zu einem späteren Zeitpunkt aufgenommen werden) aus dem Forschungsstrang zur weiteren Verarbeitung in den Demonstrationsstrang eingeleitet werden, sofern dies für die jeweiligen Prozessschritte sinnvoll ist.

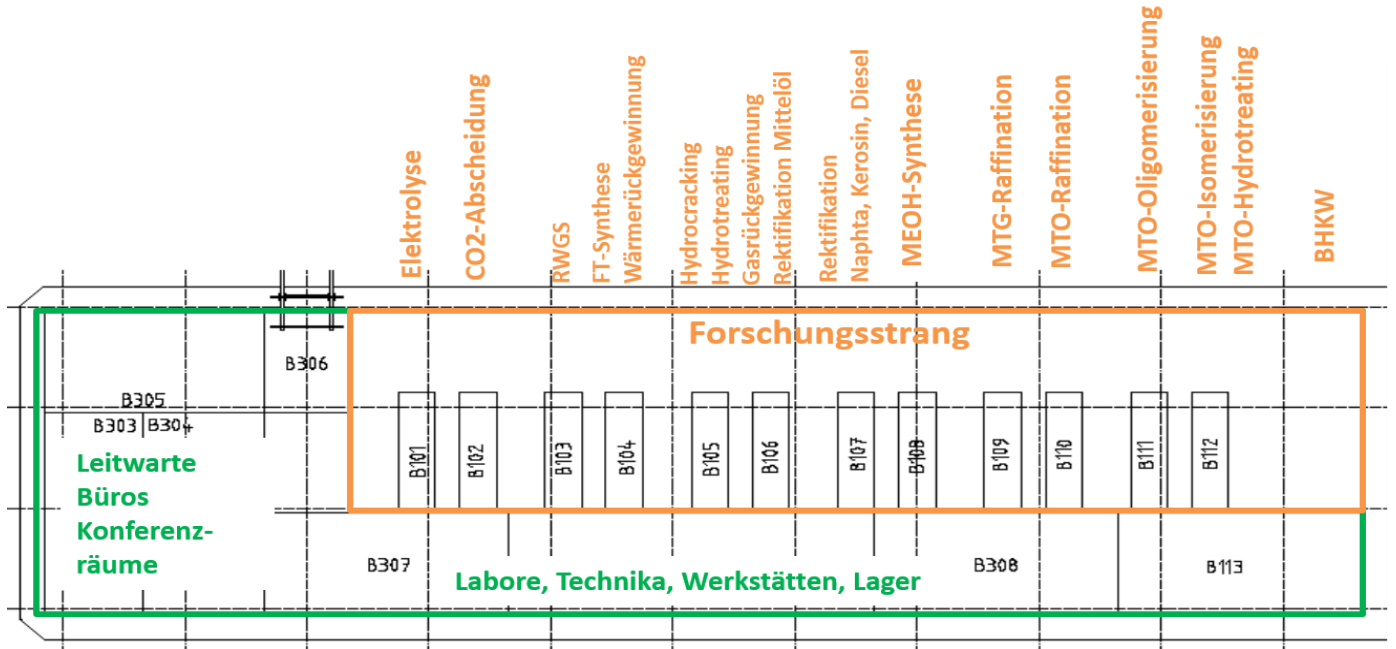


Abbildung 14: Gebäude- Aufstellungsplan der Komponenten des Forschungsstrangs innerhalb der Technikumshalle

Andererseits verfügt der Forschungsstrang über eine eigene Edukt-Versorgung (z. B. PEMEL und DAC), die es gestattet, diesen unabhängig vom Demonstrationsstrang zu betreiben.

4.4. Beschreibung und Forschungsthemen für Einzelmodule

Im folgenden Kapitel werden die einzelnen Prozessschritte (Module) der Grund- und Erstausrüstung, MtJ-Route, des Forschungsstrangs näher beschrieben und auf den Forschungsbedarf in den nächsten 10 Jahre eingegangen. Zur Untersuchung von weiteren Prozessschritten und Prozessketten sind entsprechende Flächen vorgesehen, so dass z.B. auch eine Fischer-Tropsch-Route oder eine Synthesegas-basierte MeOH Synthese betrachtet werden können. Im Folgenden wird im Wesentlichen auf die Erstausrüstung des Forschungsstrangs eingegangen, die jedoch die Betrachtung weiterer Prozessrouten und -schritte in keiner Weise einschränkt.

4.4.1. Stromregelung und Erneuerbare-Energien-Simulator

Die Entwicklungsplattform PtL-Kraftstoffe (EPP) hat das Ziel, die Synthese der PtL-Kraftstoffe weiterzuentwickeln und näher an eine Kommerzialisierung zu bringen. Für einen erfolgreichen Technologieexport sowie für

eine wirtschaftliche Synthese der PtL-Kraftstoffe ist es zwingend erforderlich, dass die Technologie sowohl für den Einsatz in Deutschland als auch für den Einsatz in Ländern mit höherem Erneuerbaren Energie (EE-) Potential (z. B. Sonnen- oder windreiche Regionen: Südamerika, Nordafrika, Arabien, Australien) geeignet ist und sowohl an netzgekoppelten als auch an netzunabhängigen Standorten betrieben werden kann. In beiden Fällen ist die PtL-Anlage entweder direkt oder indirekt mit EE-Quellen verbunden. Die (konventionelle) chemische Industrie ist auf eine zuverlässige und sichere Energieversorgung angewiesen. Mit der Einführung erneuerbarer Energiequellen müssen die inhärenten Unterbrechungen und räumlichen Inhomogenitäten (z. B. Einstrahlungsstärke oder Windgeschwindigkeit) ihrer Leistungsabgabe angegangen werden, entweder für Retrofit-Projekte oder für neue Technologien wie PtL, die per Definition von EE-Quellen abhängen. Mögliche Szenarien sind einerseits die Anwendung von Stromspeichern (Batterien oder kleine Stromerzeugungseinheiten), andererseits, der dynamische Betrieb der Technologiekomponenten unter ungleichmäßigen und schwankenden Spannungsbedingungen. Beide Szenarien müssen für PtL-Anlagen näher untersucht werden.

Folglich ist eine stabile Stromversorgung (Spannung, Stromdichte und Frequenz) in der vorläufigen (TRL 4) und detaillierten (TRL 5) Prozessentwicklung am Forschungsstrang essentiell, insbesondere bei der Integration einzelner spezifischer Technologiekomponenten wie z. B. einem Elektrolyseur oder der MeOH-Synthese.

In späteren Entwicklungsstadien, z. B. bei Pilotversuchen (TRL 6), ist es hingegen wichtig, die Komponenten sowie den gesamten Forschungsstrang unter schwankender Stromversorgung zu testen, d. h. das Verhalten der Technologiekomponenten im dynamischen Betrieb (realitätsnah) zu untersuchen. Hierbei ist nicht nur das An- und Abfahren zu untersuchen, sondern auch das Verhalten der Komponenten unter schwankender Stromversorgung, unter Anwendung verschiedener EE-Stromprofile.

Um dem gerecht zu werden, kann der Forschungsstrang nicht nur direkt über die Hauptstromversorgung des Demonstrationsstrangs bzw. Standortes betrieben werden, die entsprechend RED II konformen Strom liefert, sondern zusätzlich mit einem zwischengeschalteten Erneuerbaren-Energiesimulator (EE-Simulator). Hierdurch besteht die Möglichkeit zur Simulation verschiedener intermittierender Erneuerbarer-Energie-Stromprofile, so dass die EE-Stromprofile verschiedener Standorte weltweit simuliert werden können. Da bis heute kein detailliertes Verständnis der leistungsmindernden Phänomene im Zusammenhang mit dem diskontinuierlichen Betrieb bestimmter Schlüsseltechnologiekomponenten in PtL-Anlagen (z. B. Elektrolyseur, katalytische Reaktoren) vorliegt, wird der EE-Simulator in das Steuerungssystem der Hauptstromversorgung des Forschungsstrangs implementiert, so dass sowohl einzelne Technologiekomponenten aber auch der gesamten Strang auf die Auswirkung des Betriebs mit schwankender Stromversorgung (dynamischer Betrieb) untersucht werden

kann. Dabei werden, unter Verwendung verschiedener Datensätze, EE-Stromprofile für verschiedene Regionen und verschiedene Mischungen zwischen Wind, Sonne, Wasserkraft und Geothermie simuliert.

Wenn diese Untersuchungen zeigen sollten, dass sich die Leistung und die Lebensdauer bestimmter Technologiekomponenten stark verschlechtern, wird ein stärkerer Schwerpunkt auf alternative Lösungen gelegt werden, die auf sehr reaktionsschnellen Stromspeicher basieren und somit die Auswirkungen der intermittierenden Stromversorgung ausgleichen. Die in dieser Phase gewählte Option basiert auf der Verbrennung von Off-Gasen in einer brennstoffflexiblen Mikrogasturbine (siehe Kapitel 4.4.6). Bei der Kopplung mehrerer Technologiekomponenten könnten sich ähnliche Probleme hinsichtlich der Wärmebilanz ergeben. Daher könnte ein brennstoffflexibles BHKW die richtige Lösung sein.

4.4.2. CO₂-Quelle

Neben der CO₂-Versorgung über den Demonstrationsstrang (siehe Kapitel 3.3.2.3) wird im Forschungsstrang die Technische Machbarkeit der CO₂-Abscheidung direkt aus der Luft (DAC, direct-air-capture) demonstriert. Die Abscheidung von CO₂ ermöglicht die Schließung des Kohlenstoffkreislaufs durch die Rückgewinnung von CO₂, so dass es wieder als chemischer Rohstoff für die Erzeugung von Kohlenstoff dienen kann. Die Abtrennung von Kohlendioxid aus der Umgebungsluft beinhaltet die Abscheidung einer relativ inerten und verdünnten Komponente aus einer großen Gasmenge. Theoretisch benötigt die DAC etwa 2 bis 4 Mal mehr Energie als die Abscheidung aus Punktquellen, weil die CO₂ Konzentration um etwa den Faktor 250 – 300 geringer ist. Die Herausforderungen hinsichtlich des hohen Energiebedarfs, dem zyklischen Wechsel zwischen CO₂-Sorption und -Desorption und den CO₂-Gestehungskosten, mit denen prinzipiell auch Punktquellen-Technologien (CO₂-Konzentration ca. 3 – 5% für Erdgas Kraftwerke bis zu 10 – 15% für Kohlekraftwerke) konfrontiert sind, werden jedoch bei DAC-Technologien bei einer CO₂-Konzentration in der Luft von ca. 0,041% extrem.

Die Luftabscheidung (DAC) unterscheidet sich von der CO₂-Wäsche (Punktquelle), da in diesem Fall nicht das gesamte CO₂ aus der Luft extrahiert werden muss. Stattdessen besteht der Zweck der Luftabscheidung darin, CO₂ so effizient wie möglich zu sammeln. Die Abscheidung wird zunehmend schwieriger und erfordert stärkere Sorptionsmittel, wenn die CO₂-Konzentration im Gasstrom abnimmt. Eine wirtschaftliche Optimierung der CO₂-Abtrennung aus der Luft führt daher in der Regel zu einem Gerät, das weniger als die Hälfte des in der Luft vorhandenen CO₂ auffängt.

Ein Vorteil der DAC ist, dass die Luftabscheidung unabhängig von der Emissionsquelle ist und daher überall angewendet werden kann. Gerade an Standorten mit günstigen Bedingungen für Erneuerbare Energien sind im Umkreis oft keine CO₂-Punktquellen vorhanden.

Zentrale Forschungsthemen der DAC sind die Kopplung aktueller DAC-Technologien (z. B. Climeworks) mit Synthesetechnologien für strombasierte Kraftstoffe und der Einsatz von CO₂-Speichern, aber auch der Wechselbetrieb zweier DAC-Komponenten für eine kontinuierliche CO₂-Versorgung der PtL-Synthese. Im letzteren Fall kann auf einen CO₂-Speicher verzichtet werden. Ein weiterer Kernpunkt ist die Integration der DAC in den Gesamtprozess zur Verbesserung der Energie- und Wärmebilanz. Weiterhin werden am Forschungsstrang auch innovative neue DAC-Konzepte getestet. Großer F&E-Bedarf besteht zudem in der CFD-Simulation der DAC für die Auslegung effizienter Luftkonditionierung und für die Abscheidung und Konzentration von CO₂.

4.4.3. Wasserstoff Erzeugung durch PEM-Elektrolyse und Co-Elektrolyse

Die Elektrolyse mit Polymerelektrolytmembranen (PEM) basiert auf einer protonenleitenden Polymermembran, die die Gasräume effektiv trennt und mit reinem Wasser betrieben werden kann. Der PEM-Elektrolyseur wurde in den letzten Jahrzehnten entwickelt, um das System zu vereinfachen (kein Kalilauge(KOH)-Kreislauf), den Teillastbetrieb zu verbessern sowie hohe Stromdichte und Leistungsdichte mit geringen Abmessungen zu realisieren. Eine Vielzahl an Firmen haben diese Technologie aufgegriffen (Siemens, ITM Power, Areva H2Gen, Hydrogenics, NEL, H-TEC Systems) und eine hohe Reife (ca. TRL 6 - 7) mit Modulgrößen > 1 MW demonstriert. Momentan werden Module mit bis zu 10 MW Leistung entwickelt und in Demonstrationen validiert.

Um die Ziele für den grünen Wasserstoff im Rahmen der nationalen und internationalen Strategien zu erreichen, ist jedoch noch weiterer Forschungsbedarf gegeben.

Ein Kernpunkt ist die Reduktion der CAPEX-Kosten. Weitere Forschung ist zudem bei der Reduktion kritischer Materialien, wie bspw. Iridium, gegeben. Die PEM-Elektrolyse verwendet ca. 2 - 3 mg/cm² Iridium als Katalysator an der Anode (Sauerstoffelektrode), was ca. 1 Tonne pro GW bedeutet. Da Iridium selten ist und der Preis sich in den letzten zwei Jahren um das 6-fache gesteigert hat, ist eine Reduktion von Iridium ein großes Forschungsziel. Anvisiert wird eine Reduktion um den Faktor 10. Zudem sind offene Fragen in der Betriebsführung, wie z. B. die Vermeidung einer schnellen Alterung an bestimmten Betriebspunkten, zu adressieren.

Für den Forschungsstrang mit einer dynamischen PEM-Elektrolyse mit ca. 260 kW elektrischer Leistung ergeben sich zudem Forschungsthemen im Bereich der Bereitstellung von Stromnetzdiensten. Dabei muss entsprechend der Belastung des Stromnetzes und der Steuerung durch den Netzbetreiber die Leistung des

Elektrolyseurs erhöht oder reduziert werden und die Kosten des produzierten Wasserstoffs können durch die Erlöse bei den Stromnetzdiensten reduziert werden. Untersucht wird auch, wie eine fremdgesteuerte fluktuierende Leistung mit entsprechender Wasserstoffproduktion in den Bedarf und die Abläufe der gesamten Anlage integriert werden kann. Hierzu wird zudem das Verhalten des alleinstehenden PEM-Elektrolysesystems im konstanten und dynamischen Modus untersucht.

Ein weiteres Forschungsthema stellt die Kopplung der PEMEL mit der rWGS bzw. der Methanol-Synthese dar. Verschiedene Modi der Kopplung der Systeme werden untersucht, z. B. mit einem ebenfalls dynamischen Betrieb der rWGS bzw. der MeOH-Synthese oder bei konstantem rWGS- bzw. MeOH-Synthesebetrieb mittels eines H₂-Zwischenspeichers.

Zudem werden die auftretenden Degradationseffekte in den verschiedenen Betriebsmodi der PEMEL näher untersucht. Die Degradationsmechanismen der Stackkomponenten werden erforscht und der Einfluss des Betriebsmodus auf die Degradation ermittelt. Auf dieser Basis werden degradationsarme Betriebsmodi mit hoher Performance und Effizienz für den Dauerbetrieb am Forschungsstrang ermittelt.

Ein zusätzliches Modul am Forschungsstrang ist die Co-Elektrolyse, bei der CO₂ und H₂O parallel zu CO und H₂ umgesetzt werden. Diese weist, insbesondere durch eine geeignete Wärmeintegration, einen hohen Wirkungsgrad auf, benötigt keine Edelmetall-Katalysatoren und kann direkt Synthesegas für die FT- oder MeOH-Synthese zur Verfügung stellen. Da ein erheblicher Teil der für die Wasser- und CO₂-Spaltungsreaktion erforderlichen Energie in Form von Wärme zugeführt werden kann, benötigt die Co-Elektrolyse weniger spezifische elektrische Energie als die AEL oder PEMEL. Der TRL der Co-Elektrolyse liegt zwischen 4 und 5. Die an der EPP adressierten Forschungsfragen betreffen die Degradation durch Kohlenstoffabscheidung sowie den negativen Einfluss der Verunreinigungen in den CO₂- und Dampf-Medien auf die Lebensdauer des Reaktors. Weiterhin werden der Umsatz und die Qualität der produzierten Synthesegase als Funktion der Betriebsbedingungen untersucht. Die geplante Plattform ermöglicht diese Untersuchungen an verschiedenen Reaktorklassen (Festoxid-Sauerstoff-Ionenleitern (SOC) und Festoxid-Protonenleitern (PCC)) in einem breiten Temperaturbereich.

Weitere Forschungsfragen sind Untersuchungen zur Elektrodenkinetik und Stabilität im Dauerbetrieb, auch unter Einfluss von Kontaminationen im CO₂-Eduktstrom. Darüber hinaus wird die Plattform genutzt, um auch die Möglichkeit einer Direktsynthese von Brennstoffen, die für PCC-Reaktoren besonders attraktiv sind, zu bewerten.

4.4.4. Methanol-Synthese

Die Methanol-to-Jet (MtJ)-Route besteht aus zwei Blöcken, der erste Block ist die Methanol (MeOH)-Synthese, der zweite Block ist die sukzessive Weiterverarbeitung zu einem Luftfahrtkraftstoff (vgl. Kapitel 4.4.5). Die Methanol-Synthese (1. Block) soll in der Erstausrüstung des Forschungsstrangs direkt aus CO_2 und H_2 erfolgen, da bei diesem Reaktionsweg die energieintensive Umwandlung des CO_2/H_2 -Gemischs zum Synthesegas (CO , H_2) wegfällt. Die direkte Synthese von Methanol aus CO_2 und H_2 hat ein TRL von 6 - 8 erreicht und steht kurz vor einer Markteinführung. In Island steht z. B. eine 4 kt/a MeOH-Anlage der Firma Carbon Recycling International (CRI). Weitere industrielle Anlagen existieren derzeit noch nicht, befinden sich aber in der Planungsphase (z. B. CRI, Total).

Der Gesamt-TRL der MtJ-Route reduziert sich jedoch auf 4 - 5, wenn die Weiterverarbeitung zum Kerosinersatz (2. Block) mitbetrachtet wird. Der MtJ-Prozess rückt somit in den Bereich des Forschungsstrangs.

Im Rahmen des EPP-Forschungsstrangs wird zur Abbildung des MtJ-Prozesses eine Testanlage zur direkten Methanol-Synthese aus CO_2 und H_2 aufgebaut. Einerseits soll der Einzelbetrieb der MeOH-Synthesetestanlage möglich sein, andererseits soll auch eine Verschaltung mit vor- (CO_2 -Bereitstellung, Wasserelektrolyse) und nachgeschalteten Prozessschritten (Dehydrierung, Oligomerisierung, Hydrierung, Rektifikation) erfolgen.

Auch wenn auf den ersten Blick der alleinige Betrieb erstmal keine Probleme bereiten sollte, so ist ein Einzelbetrieb der MeOH-Synthese dennoch nötig. So muss zum einen der einwandfreie Betrieb der MeOH-Synthese sicherstellbar werden, zum anderen gibt es auch bei der direkten MeOH-Synthese noch Optimierungsbedarf, z. B. im Bereich des CO_2 -Umsatzes und der MeOH-Ausbeute. Weiterhin ist durch eine Effizienzerhöhung der MeOH-Synthese eine weitere Kostenreduktion anzustreben sowie eine Hochskalierung in den industriellen Maßstab. Zum Erreichen dieser Ziele ist eine ausgiebige Katalysator- und Prozessoptimierung durchzuführen.

Ein Kernpunkt der aktuellen Forschung liegt auf dem fluktuierenden Betrieb der MeOH-Synthese. Hierfür muss ein langzeitstabiler Katalysator entwickelt werden, der trotz fluktuierender CO_2/H_2 -Menge und einem fluktuierendem CO_2/H_2 -Verhältnis, entsprechend den Schwankungen der erzeugten Erneuerbaren Energien, eine MeOH-Produktion mit guten Ausbeuten und Selektivitäten über einen akzeptablen Zeitraum (Katalysatorstandzeit) liefert. Ist ein fluktuierender Betrieb nicht möglich, so müssen entsprechende CO_2 - und H_2 -Speicher eingebaut werden. Hier gilt es die Verschaltung der Speicher zu entwickeln.

Ein weiterer zentraler Forschungsaspekt betrifft die Kopplung der MeOH-Synthese mit vor- und nachgelagerten Prozessschritten. Upstream muss das optimale CO_2/H_2 -Verhältnis für die maximale MeOH-Ausbeute ermittelt werden; weitere Details umfassen beispielhaft die optimale Edukt-Verweilzeit. Downstream ist ein

möglichst reines MeOH anzustreben, um (kosten-, energie- und zeitintensive) Aufreinigungen einzusparen und möglichst reines MeOH als Edukt für die Dehydratisierung zu benutzen. Dadurch werden unerwünschte Nebenreaktionen unterdrückt und die Ausbeute der Dehydratisierung erhöht. Ein weiteres Forschungsthema stellt bei der Verschaltung die Nutzung der auftretenden Reaktionswärme im Gesamtprozess dar.

4.4.5. Kraftstoff-Aufbereitung

Das in der Methanol-Synthese produzierte MeOH (1. Block) wird in den folgenden Prozessschritten zum Flugkraftstoff aufgearbeitet (2. Block). Die Aufarbeitung erfolgt grob in vier Prozessschritten: Dehydrierung, Oligomerisierung, Hydrierung und Rektifikation. Zunächst wird das MeOH im sogenannten Methanol-to-Olefine (MtO)-Prozess dehydratisiert und zu kurzkettigen Olefinen ($C_2 - C_5$) umgesetzt. Der nächste Schritt ist die Oligomerisierung der kurzkettigen Olefine zu langkettigen Olefinen bis in Sollkettenlängenbereich des Kerosins ($C_9 - C_{17}$). Dieser Schritt bedarf jedoch noch weiterer Forschung, da aktuell keine ausreichende Kettenlänge erreicht wird. Im dritten Schritt werden dann die langkettigen Olefine zu langkettigen Alkanen hydriert und das erhaltene Alkangemisch mittels Rektifikation aufgereinigt.

Im Rahmen der Erstausrüstung des Forschungsstrangs wird zu jedem der oben beschriebenen Teilschritte ein Teststand aufgebaut (Dehydratisierung, Oligomerisierung, Hydrierung, Rektifikation). Diese Teststände sollen sowohl einzeln als auch in Verschaltung betrieben werden können, da sowohl im Einzelbetrieb der Komponenten als auch bei der Verschaltung noch offene Fragestellungen für eine Industrialisierung adressiert werden müssen. Damit wird ein wesentlicher Forschungsaspekt der Gesamtroute adressiert, da insbesondere die Verschränkung der einzelnen Prozessschritte anwendungsnahen Forschungsbedarf zeigen.

Bei der Dehydratisierung sind die Hauptforschungsthemen die Erhöhung der Prozesseffizienz und der Olefinausbeute. Zudem soll auch die Olefinselektivität so beeinflusst werden, dass eine optimale Oligomerisierung in den anvisierten Kettenlängenbereich erfolgen kann und so möglichst wenige Nebenprodukte entstehen.

Der Hauptfokus wird bei der Oligomerisierung auf der Erzeugung langkettiger Olefine im Bereich $C_9 - C_{17}$ gelegt. Hierbei wird einerseits die Bildung langer C-Ketten untersucht, andererseits aber auch die selektive Synthese von Olefinen im Sollkettenlängenbereich. Dadurch soll die Kerosinfraktionsausbeute erhöht und die Anzahl der nötigen Aufarbeitungsschritte nach der Hydrierung minimiert und damit Energie eingespart werden. Diese Punkte werden durch eine geeignete Anpassung und Optimierung der Methanol-to-Gasoline (MtG)-Katalysatoren sowie der Prozessbedingungen (z. B. T, p, Verweilzeit $[\tau]$) erreicht. Die Anpassung der Oligomerisierung an das zuvor in der Dehydratisierung erzeugte MtO-Produkt rundet das Forschungspaket ab und birgt großes Potential in der Effizienzerhöhung des Gesamtprozesses.

Die Hydrierung ihrerseits muss an das Produkt der Oligomerisierung angepasst werden. Der Hydrierkatalysator sowie die Prozessbedingungen (z. B. T, p, H₂-Partialdruck, τ) müssen so gewählt werden, dass ohne katalytisches Cracken und mit geringstmöglichem Verbrauch an grünem Wasserstoff eine vollständige Hydrierung der Olefine zu Alkanen erfolgt. Ggf. kann es interessant sein, parallel zur Hydrierung zu isomerisieren und somit den Isoalkananteil (i-Alkan) des Kraftstoffs ohne einen zusätzlichen Prozessschritt weiter zu erhöhen (Treffen der Fit-for-purpose-Eigenschaften). Auch hier müssen Katalysator und Prozessbedingungen entsprechend optimiert werden. Selbiges gilt auch, wenn die Isomerisierung in einem separaten Prozessschritt gefahren wird.

Im letzten Schritt wird das erhaltene i- und n-Alkangemisch mittels Rektifikation weiter aufgereinigt, um unerwünschte Nebenprodukte zu entfernen sowie ggf. den Siedeschnitt (Kettenlängenverteilung) des Kraftstoffs anzupassen. Hier gilt es geeignete Destillationsgrenzen aufzufinden, um einen normkonformen oder zulassungsfähigen Kraftstoff zu erhalten³³.

4.4.6. Off-Gas Nutzung

Im Synthese-Schritt zur Herstellung von strombasierten Kraftstoffen fallen, neben den gewünschten langkettigen Kohlenwasserstoffen, auch gasförmige, kurzkettige Kohlenwasserstoffe, sogenannte Off-Gase an. Zur sinnvollen Nutzung dieser Off-Gase bieten sich zwei generelle Möglichkeiten an. Zum einen können Off-Gase in der Anlage recycelt werden, d. h. weiter vorne im Prozess wieder zugegeben werden, um diese in langkettigere Kohlenwasserstoffe umzuwandeln. Zum anderen können die kurzkettigen Komponenten auch für die Bereitstellung von Prozesswärme und Strom für die Anlage genutzt werden. Um hier einen möglichst effizienten Ansatz zu wählen kann, z. B. über ein BHKW, basierend auf einer Mikrogasturbine (MGT), Wärme für die Integration in die Anlage und Strom zum Betrieb einzelner Komponenten der Anlage bereitgestellt werden. Dies kann vorteilhaft für den Gesamtwirkungsgrad der Anlage sein, insbesondere wenn dadurch Lastspitzen abgepuffert werden können und der Strom in der Anlage verbraucht wird. Zudem gilt der so erzeugte Strom als erneuerbar.

³³ J. Heyne, B. Rauch, P. Le Clercq, M. Colket: Sustainable aviation fuel prescreening tools and procedures, *Fuel*, 290 (2021), 120004.
C. Hall, B. Rauch, U. Bauder, P. Le Clercq, M. Aigner: Predictive Capability Assessment of Probabilistic Machine Learning Models for Density Prediction of Conventional and Synthetic Jet Fuels, *Energy & Fuels*, 35/3 (2021), 2520-2530.
S. Jürgens, M. Selinsek, U. Bauder, B. Rauch, M. Köhler: Potential of decentralized container-scale PtL plants for aviation from crude to post-processed FT-SPK. Proceedings of ASME Turbo Expo 2020 Turbomachinery Technical Conference and Exposition GT2020, June 22-26, 2020, London, England.
S. Jürgens, P. Oßwald, M. Selinsek, P. Piermartini, J. Schwab, P. Pfeifer, U. Bauder, S. Ruoff, B. Rauch, M. Köhler: Assessment of combustion properties of non-hydroprocessed Fischer-Tropsch fuels for aviation, *Fuel Processing Technology*, 193 (2019), p. 232-243.

Für die im Rahmen der Anlage geplanten Off-Gas Mengen bietet sich der Einsatz eines Mikrogasturbinen (MGT) basierten BHKWs an, das Strom in der Größenordnung von 100 kW bis 400 kW produziert. Ein Schwerpunkt stellt dabei die Anpassung des Verbrennungssystems zur brennstoffflexiblen schadstoffarmen Nutzung der Off-Gase dar. Ein weiterer Punkt ist die Optimierung hinsichtlich einer sinnvollen Einbindung in die Gesamtanlage (optimale Abgastemperaturen für Wärmenutzung, Reaktionszeiten, Betriebsweisen). Dabei sind die Erkenntnisse für diese Kernthemen (Verbrennungssystem, Prozesseinbindung) später auch auf größere Industriegasturbinen übertragbar.

Im Einzelnen werden folgende Themen adressiert werden:

- Betrieb und Optimierung von Mikrogasturbinen mit unterschiedlichen Brennstoffen (C1 – C4, ggf. Überschuss-H₂ oder flüssige Produkte (SynCrude))
- Evaluierung der vorteilhaften Nutzung von Strom- und Wärme an unterschiedlichen Bedarfsstellen direkt in der Synthesanlage mit unterschiedlichen Temperaturniveaus (ca. 180°C Abgastemperatur, ca. 600°C Turbinen-Austritts-Temperatur, höhere Temperaturniveaus durch zusätzlichen Heizkessel)
- Analyse von unterschiedlichen Einbindungskonzepten in die Anlagen und Entwicklung von Betriebskonzepten für den kontinuierlichen und diskontinuierlichen Betrieb der Gasturbine
- Optimierung der Gesamtprozess-Effizienz in Hinblick auf die Wärmenutzung und die Stromkosten

4.5. Smarte Fabrik Konzept am EPP Forschungsstrang

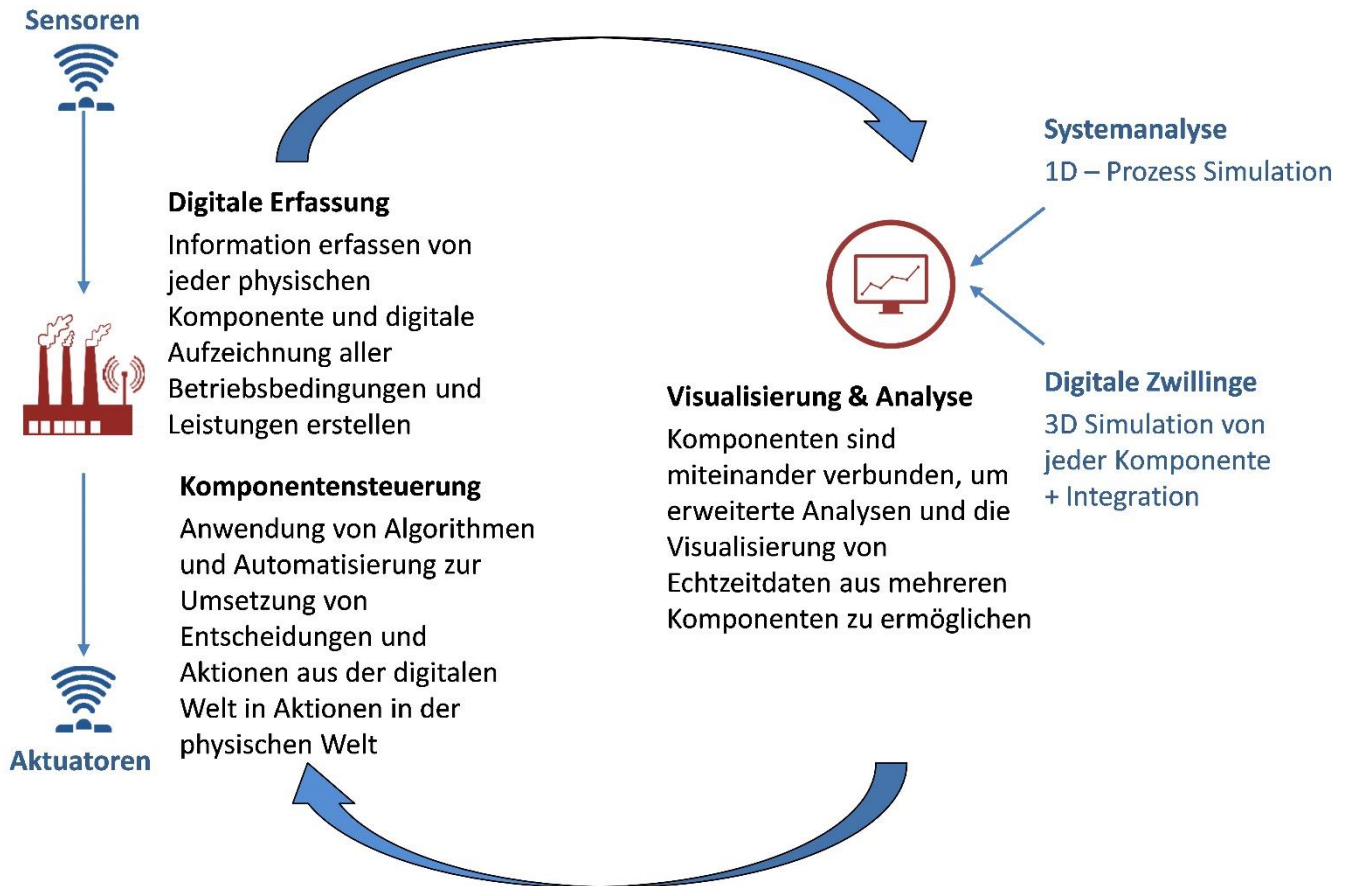


Abbildung 15. Smart Fabrik Konzept angepasst an den EPP-Forschungsstrang.

Im Rahmen des Forschungsstrangs bietet das „Smart-Factory-Konzept“ große Vorteile in Bezug auf die Prozesssteuerung und -kontrolle. Analoge Leitwarten werden durch Bediener-Anlagen-Schnittstellen ersetzt, bei denen Daten durch vernetzte Systeme gesammelt und dem Bediener digital zur Verfügung gestellt werden. Die Digitalisierung ist jedoch nur ein Aspekt „intelligenter“ Fabrikanlagen (siehe Abbildung 15). Zusätzlich werden, z. B. über eine Echtzeit-Analytik (Sammlung von Daten über Sensoren und Durchführung synchronisierter Analysen, Abbildung 15, oben) und über automatisierte Steuerungsaktionen (Aktuatoren für die Reaktion von Komponenten auf Echtzeit-Analysen, Abbildung 15, unten), die digitale Verarbeitung von Informationen und die physischen Komponenten zusammengebracht und unterstützen damit eine schnellere Entwicklung, Vorhersage und Prozessoptimierung. Dies wiederum ermöglicht eine bessere Kontrolle über die Konsistenz und Qualität der PtL-Kraftstoffe und wird auch bei der Kraftstoffoptimierung eine wichtige Rolle spielen.

Systemanalyse und Prozesssimulationen (Abbildung 15, rechte Seite) zur Vorhersage und Planung des Verhaltens und der Leistungen eines alternativen Pfades (z. B. FT mit Co-Elektrolyse) oder zur Implementierung einer neuen Komponente in den bestehenden Prozess sind ebenfalls Kernpunkte des Konzepts. Darüber hinaus werden detaillierte numerische 3D-Simulationen der Schlüssel zur Optimierung ausgewählter Komponenten und zur Entwicklung eines digitalen Zwillings des Forschungsstrangs (FS) sein.

4.6. Ausrüstung für Prozesskontrolle und Analysetechnik

Die Analytik am Forschungsstrang der Entwicklungsplattform PtL-Kraftstoffe (EPP) dient in erster Linie der Prozessbeobachtung (Monitoring) und -überwachung. Dies betrifft physikalische Parameter wie die Dichte (ρ), die Viskosität (η (dynamisch), ν (kinematisch)), die Leitfähigkeit (κ) oder den Brechungsindex (n) der jeweiligen In- und Outputströme der einzelnen Technologiebausteine. Zudem wird die chemische Zusammensetzung der Stoffströme sowie deren Massen-/ Volumendurchfluss ermittelt. Weiterhin werden die Temperatur (T) und der Druck (p) der verschiedenen Stoffströme detektiert. Auch der Stromverbrauch für die Elektrolyse wird gemessen. Alle Daten laufen in der Anlagenleitwarte zusammen.

Weiterhin werden sowohl für die Prozessüberwachung als auch für die Kraftstoffanalyse chemische Labore mit instrumenteller Analytik benötigt, die zusätzlich Probenvorbereitung und -entsorgung ermöglichen. Vorgesahen sind ferner Möglichkeiten für allgemeine notwendige (nass)chemische Arbeiten.

Die Kraftstoffanalyse wird bedarfsgerecht vor Ort durchgeführt. Die analytischen Untersuchungen differenzieren sich in der Bestimmung der chemischen Zusammensetzung einerseits und ausgewählter relevanter physikalischer Parameter andererseits. Beispiele sind hier

- der Metallgehalt in den Ziel- und Zwischenprodukten (Indikator für Verschleppung von Katalysatormaterial in den Kraftstoff)
- das Destillationsverhalten
- die Dichte
- die Viskosität
- der Brechungsindex
- der Wassergehalt
- der Abdampfdruckstand
- die Säurezahl
- die Lagerfähigkeit

Weiterhin ist eine FTIR-, UV- und/oder HPLC-Analyse geeignet und unverzichtbar, um schnell Kraftstoffe verschiedener Chargen miteinander zu vergleichen und Verunreinigungen zu erkennen.

Weitere Parameter, sowie eine tiefergehende chemische Zusammensetzung und das Verbrennungsverhalten werden in externen zertifizierten Analytiklaboren oder bei qualifizierten Forschungseinrichtungen untersucht. Die Kraftstoffbewertung sowie die weitere Optimierung der Kraftstoffe sowie der Herstellungsverfahren erfolgen ebenfalls in Zusammenarbeit mit entsprechend qualifizierten Forschungseinrichtungen.

4.6.1. Prozess Monitoring

Zum vollständigen Prozessmonitoring am Forschungsstrang werden in den In- und Output Strömen der verschiedenen Technologieblöcke bestimmte Analysegeräte und Sensoren benötigt. Im Folgenden sollen diese und deren Verwendung näher beschrieben werden.

Zunächst werden zur Bilanzierung der PEMEL ein Massenstrom-Messgerät für Wasser sowie ein Strommessgerät benötigt. Weiterhin wird je ein Gasanalysator zur Analyse des erzeugten H_2 - und O_2 -Stroms installiert. Ein dritter Gasanalysator ist notwendig, um die Zusammensetzung des zweiten Eduktstroms, CO_2 , zu analysieren. Hier muss ebenfalls ein Massenstrom-Messgerät für Luft zur Analyse des Eingangsluftstroms in die DAC installiert werden. Nach der Mischung der beiden Edukte, CO_2 und H_2 , muss diese Mischung ebenfalls analysiert werden, auch hierfür wird ein Gasanalysator eingesetzt. Da der Forschungsstrang auch im dynamischen Betrieb laufen soll und eine schnelle und permanente Überwachung der genannten Gasströme nötig ist, um Veränderungen im System zu erfassen und darauf reagieren zu können, sind separate Gasanalysatoren erforderlich.

Als nächstes muss der während der MeOH-Synthese erzeugte MeOH-Produktstrom analysiert werden. Dies geschieht mittels eines online-GCMS mit zusätzlichen WLD und FID (online-GCMS/WLD/FID), da ein Gasanalysator MeOH und weitere bei Raumtemperatur flüssige Nebenprodukte nicht erfassen kann. Dieses online-GCMS/WLD/FID kann auch zur Analyse des Recoverystroms aus der Topping-Kolonne verwendet werden, auch hier könnten noch Spuren von MeOH und Nebenprodukten enthalten sein. Mittels eines Ventils kann hier zwischen den Stoffströmen umgeschaltet werden. Im dynamischen Betrieb kann sich auf die Messung des MeOH-Stroms fokussiert werden, da dieser deutlich mehr Informationen liefert als der Recoverystrom.

Für die Analyse der weiteren MeOH-Aufarbeitung zum Kraftstoff werden noch drei weitere GCMS benötigt. Die MeOH-Aufreinigung mittels der Topping-Kolonne kann über ein offline-GCMS mit zusätzlichem FID (offline-GCMS/FID) erfolgen (Probennahme erforderlich), während das Ergebnis der Refining-Kolonne, nach der Verdampfung des Produktstroms, über ein weiteres online-GCMS/WLD/FID bestimmt werden kann. Ein drittes online-GCMS/WLD/FID wird zur Analyse des Produktstroms nach der Dehydratisierung benötigt. Dasselbe GCMS/WLD/FID kann bei Bedarf auch zur Analyse der leichten Kohlenwasserstoffe und Olefine verwendet

werden, die als Brennstoff für die Mikrogasturbine Verwendung finden. Nach der Oligomerisierung wird das oben bereits erwähnte offline-GCMS/FID zur Analyse der weiteren Prozessströme (Oligomerisierung bis Kerosin und Benzin) eingesetzt. Die Analytik des dynamischen Betriebs wird durch häufige Probenahme (offline Analytik) bzw. häufige GCMS/WLD/FID-Messungen mit möglichst kurzen Laufzeiten mit Fokus auf dem zu beobachteten Produktstrom (online Analytik) adressiert. Zweck Ermittlung des H₂-Umsatzes der Hydrierung müssen vor und nach dem Prozessschritt Gasanalysatoren eingesetzt werden (3 Stück; 1 Gasanalysator im Eduktstrom, 1 Gasanalysator pro Produktstrom (2)).

Weiterhin müssen weitere Massenstrom-Messgerät für Wasser zur Ermittlung des Wasseroutputs nach der Refining-Kolonne und der Dehydratisierung eingebaut werden.

Insgesamt werden

- 7 Gasanalysatoren
- 1 offline-GCMS/FID
- 3 online-GCMS/WLD/FID
- 3 Massenstrom-Messgeräte für Wasser
- 1 Massenstrom-Messgerät für Luft
- und 1 Strommessgeräte

zur Analyse der chemischen Zusammensetzung der Stoffströme benötigt.

Weiterhin werden zur Durchflussregelung und -messung

- Massendurchflussregler/-messer (MFC/M) für die Gasphasenströme
 - Luft
 - H₂
 - CO₂
 - O₂
 - CO₂/H₂
 - MeOH-Produktstrom(g)
 - MeOH-aufgereinigt(g)
 - kurzkettige Olefine
 - kurzkettige Kohlenwasserstoffe
- und Coriolis-Durchflussregler/-messer (Cori-C/Cori) für die flüssigen Stoffströme
 - H₂O

- MeOH-Produktstrom(fl)
- Oligomere
- Benzin
- Kerosin/Diesel

benötigt.

Insgesamt werden

- 17 MFC/M
- 5 Coriolis-Durchflussmesser/-regler
- und zwei Massenstrom-Messgeräte für Wasser

benötigt.

Zudem müssen zwecks Messung von

- Inline-Leitfähigkeit
- Inline-Viskosität-
- Inline-Dichte-
- und -Brechungsindex

in jeder Rohrleitung entsprechende Inline-Messgeräte integriert werden.

Weiterhin müssen

- Temperaturfühler
- und Drucksensoren

in jeder Rohrleitung installiert werden. Es werden jeweils 21 Sensoren benötigt.

Zwecks Messung der Temperatur an/in den Probenschleifen der Analytikgeräte ist es notwendig, auch hier Temperaturfühler zu integrieren (11 Stück (4 GCs, 7 Gasanalytoren)). Die Probenschleifen müssen zudem ein bekanntes Volumen haben und die Probenaufnahme/-messung bei Atmosphärendruck (1 bar) erfolgen. Nur so können die gemessenen vol% korrekt in ma% umgerechnet und auf die Anlage übertragen werden.

4.6.2. Analysenlabor

Die chemischen Labore entsprechen Standard-Chemielaboren, u.a. mit chemisch-resistenten Digestoren und Laborbänken, Gefahrstoffschränken und Reinigungsmöglichkeiten. Größentechnisch sind zwei Labore mit je ca. 65 m² vorgesehen.

An den Tischen muss eine Wasser- und VE-Wasserversorgung (vollständig deionisiertes Wasser) vorliegen (3x pro Bank) sowie Gasanschlüsse für N₂, Ar, He, H₂, CH₄, SynLuft und Druckluft (ölfrei) (jeweils 2x pro Bank). Zudem müssen Spülbecken, Spülmaschinen, Kühlschränke, Abfallentsorgung und Unterschränke in die Labor-tische integriert werden. Ferner wird jede Bank mit einer Waage und einem Trockenschrank ausgerüstet. Geplant sind mind. 2 Bänke (Kopf an Kopf) pro Labor. Jeweils an den Laboraußenwänden stehen die Abzüge, jeweils 2 Tischabzüge und ein Standabzug. Die Abzüge müssen alle mit Wasser, VE-Wasser, N₂, Ar, He, H₂, CH₄, CO, CO₂, SynLuft und Druckluft (ölfrei) ausgerüstet sein. Die Gasversorgung erfolgt von außen über 4 Gasflaschenschränke à 4 Gasflaschen. Für jedes Gas soll die Möglichkeit bestehen, zwei Flaschen parallel anzuschließen und automatisch zwischen diesen Wechseln zu können. Auf diese Weise ist eine permanente Gasversorgung sichergestellt, da die nicht aktive Gasflasche einfach ausgetauscht werden kann. Die Lagerung der Gasflaschen soll in einem außen liegenden Gaslager erfolgen. Auch ein Flüssigstickstofftank muss außen zur Verfügung stehen. Der flüssige Stickstoff kann dann mittel Dewargefäß ins Labor transportiert werden. Zudem muss eine geeignetes Klimatisierungs- und Belüftungssystem (Abluft/Zuluft) entwickelt werden. Auch muss ein Zugang zu Normal- und Starkstrom im Labor existieren sowie Datenanschlüsse, um das Labor mit der Leitwarte der beiden PtL-Anlagen (Demonstrations- und Forschungsstrang) zu verbinden. Die Labore müssen zudem mit Chemikalienschränken (1x fest und 3x flüssig pro Labor) sowie Lagerschränken ausgerüstet werden

4.6.3. Kraftstoffanalytik

Zwecks Kraftstoffanalytik ist die Anschaffung einer HPLC-RID zur Aromaten- und Carbonsäuregehalt-Bestimmung geplant. Weiterhin müssen zum schnellen Vergleich zweier Kraftstoffchargen jeweils ein FTIR- und ein UV-Spektrometer angeschafft werden. Um den Metallgehalt der Kraftstoffe zu untersuchen, z. B. durch Verschleppung von Katalysatormaterial, wird eine ICP-MS benötigt, mit der Metallspuren im ppb-Bereich nachgewiesen werden können. Weiterhin wird mittels einer atmosphärischen Destillation der Siedeverlauf der Kraftstoffe vor Ort untersucht werden können. Ferner wird das EPP-Labor die Möglichkeit haben, die Dichte, die Viskosität und den Brechungsindex der Kraftstoffe zu bestimmen wie auch den Wassergehalt, die Säurezahl und den Abdampfdruckstand. Die weitere Analytik wird an zertifizierte Labore und qualifizierte Forschungseinrichtungen ausgelagert. Zusammen mit diesen Forschungseinrichtungen erfolgt auch die Bewertung und Optimierung der Kraftstoffe sowie deren Herstellungsverfahren. Die Abschlussanalytik des erzeugten Kraftstoffs muss hierbei bei einem zertifizierten Labor nach den entsprechenden ASTM Normen erfolgen.

4.7. Entwurf Sicherheitskonzept des Forschungsstranges

Für den Betrieb des Forschungsstrangs wird ein Sicherheitskonzept benötigt. Dieses ist parallel zum Aufbau der Anlage im Detail im Hauptprojekt von Plattformbauer zu erstellen, da entsprechend notwendige Details erst mit der endgültigen Anlagen- und Laborkonfiguration feststehen, bzw. bei Ergänzung weiterer Teststände entsprechend ergänzt werden müssen. Das Konzept wird die Vorgaben der Arbeitssicherheit für Labor- und Forschungsbetriebe und Vorschriften des Gesundheits- und Arbeitsschutzes umsetzen:

- Arbeitsschutzgesetz (ArbSchG)
- Chemikaliengesetz (ChemG)
- Gefahrstoffverordnung (GefStoffV)
- Chemikalien-Verbotsverordnung (ChemVerbotsV)
- Technische Regeln für Gefahrstoffe (TRG)
- Regulation concerning the Registration, Evaluation, Authorization and Restriction of Chemicals (REACH)

Es werden zusätzlich zum Gesamtkonzept auch zu den einzelnen Laboren und technischen Anlagen geeignete Sicherheitskonzepte und Maßnahmen entworfen, die in Gefährdungsbeurteilungen festgehalten werden. Für gelagerte Chemikalien werden Sicherheitsdatenblätter (SDS) und Chemikaliendatenblätter vorgehalten. Den Mitarbeitern und externen Partnern werden kompetente und geschulte Sicherheitsbeauftragte zur Seite gestellt.

4.8. Kostenschätzung des Forschungsstrangs

Im Folgenden werden Vorgehen, Annahmen und Ergebnisse der für den Forschungsstrang durchgeführten Kostenschätzung erläutert. Es wurde eine vereinfachte Kostenschätzung der zu erwartenden Investitionen durchgeführt; die Ermittlung der operativen Kosten erfolgt in Kapitel 5. Die Grundlage für die Bestimmung der Apparatkosten für eine mögliche Erstausrüstung basiert auf dem in Kapitel 4.3.3 beschriebenen verfahrenstechnischen Fließbildsimulationsmodell. Die Kosten für Prozessmonitoring und Analytik basieren auf den in Kapitel 4.6 aufgeführten Geräten und Einrichtungen.

4.8.1. Kostenschätzungsmethode

Auf Basis der Ergebnisse des Prozessmodells und der darin enthaltenen verfahrenstechnischen Vorgaben wurden Ausrüstungen und Package Units (PU) grob spezifiziert. Diese dienen als Basis für die Kostenschätzungsmethode, die analog zur Kostenschätzung für den Demonstrationsstrang (vgl. Kapitel 3.4.1) nach der

Einzelfaktorenmethode erfolgt ist³⁴. Da die angedachten Ausrüstungen noch auf einem niedrigen TRL sind und die technische Auslegung des Forschungsstrangs weniger detailliert durchgeführt werden konnte als die des Demonstrationsstrangs, konnten keine Richtpreisangebote eingeholt werden. Die der Kostenrechnung zugrundeliegenden Ausrüstungskosten wurden deshalb basierend auf in der Literatur verfügbaren Kostendaten und -funktionen ermittelt.

Die Einzelfaktorenmethode wurde gewählt, um der Besonderheit des Anlagentyps gerecht zu werden und die Faktoren je Verfahrensmodul getrennt bewerten bzw. in Abhängigkeit überdurchschnittlicher PU- bzw. Ausrüstungspreise entsprechend skalieren zu können. So wurden beispielsweise die direkten und indirekten Anlagenkosten bei PU-lastigen Modulen entsprechend nach unten skaliert.

Die angewendete Einzelfaktorenmethode entspricht der Genauigkeitsklasse nach ACE (Association for the Advancement of Cost Engineering) Class 5, mit einer Kostengenauigkeit von ca. -50% bis +100%.

Die Gesamtkostenübersicht für den Forschungsstrang beinhaltet Kosten für die Planung, Genehmigung, Errichtung und Inbetriebnahme der Technikumsanlage sowie den angeschlossenen Laboren.

Die Kostenschätzung berücksichtigt keine kurzfristigen Marktschwankungen für Lieferung und Dienstleistungen, welche z.B. durch die COVID 19 Pandemie ausgelöst werden.

4.8.2. Ergebnisse

In Tabelle 16 sind die Kosten der Ausrüstungen für den Methanol-to-Jet Prozess, die Analytik sowie das Prozessmonitoring des Forschungsstrangs gesondert aufgeführt. Dabei handelt es sich jeweils um die Grundkosten vor der Skalierung mit Hilfe der entsprechenden Einzelfaktoren.

34 K. H. Weber: Engineering verfahrenstechnischer Anlagen, Springer Verlag, 2016

Tabelle 16: Basiskosten der einzelnen Ausrüstungen eines MtJ-Prozesses, der Analytikgeräte und Labore sowie Geräte für das Prozessmonitoring

<u>Ausrüstungen MtJ</u>			<u>Analytik</u>		<u>Prozessmonitoring</u>	
<u>Ausrüstung</u>	<u>Kosten</u>	<u>Gerät</u>	<u>Kosten</u>	<u>Geräte</u>	<u>Kosten</u>	
PEM Elektrolyse	375 300 €	Labor	1 638 000 €	Gasanalysator	616 000 €	
DAC	295 502 €	GCMS/WLD/FID	285 000 €	GCMS/FID	95 000 €	
Syngas Kompressor	77 272 €	Gasanalysatoren	1 056 000 €	GCMS/WLD/FID	285 000 €	
Methanol-Reaktor	136 016 €	HPLC-RID	40 000 €	Wasserdurchflussmesser	1 200 €	
Dehydratisierung	41 162 €	UV-Spektrometer	10 000 €	MFC/M	119 000 €	
Oligomerisierung	30 664 €	ICP-MS	145 000 €	Cori-C/Cori	35 000 €	
Hydrierung	33 369 €	FTIR	44 000 €	Industriestromzähler	600 €	
Rektifikation	169 438 €	Atmosphärische Destillation	26 000 €	Inline-Leitfähigkeitsmessung	52 500 €	
Mikrogasturbine	400 000 €	Dichte- und Viskositätsmessgerät	95 000 €	Inline-Viskositäts-, -Temperatur-, -Dichtemesser	630 000 €	
		Digitales Refraktometer	11 000 €	Temperaturfühler	840 €	
		Abdampfdruckstand	10 000 €	Temperaturfühler (chem. Analytik)	440 €	
		Titrationapparaturen	50 000 €	Drucksensoren	29 400 €	
				Brechungsindex	168 000 €	
Summe	1 558 724 €		3 410 000 €		2 032 980 €	

Die Kosten für die Analytik beziehen sich ausschließlich auf Geräte, bei denen keine weiteren Kosten anfallen, bzw. im Falle der Labore um Packed Units, bei denen alle Kosten enthalten sind. Hier wurde lediglich der Aufschlag für Contingencies aufaddiert. Auch für die Installation der Instrumente für das Prozessmonitoring fallen neben den Gerätekosten nur wenige weitere Kosten (z. B. für Montage, Inbetriebnahme und Contingency) an. Lediglich bei den Ausrüstungskosten für die tatsächliche Prozessumsetzung der Methanol-to-Jet Route wurden alle zusätzlichen Einzelkosten nach Weber aufgeschlagen. Die einzige Ausnahme stellt die Mikrogasturbine dar, da hier ein konkretes Angebot unterteilt in Basis- und Nebenkosten vorliegt. Daraus resultieren die in Tabelle 17 zusammengefassten Gesamtkosten (CAPEX) für den Forschungsstrang in Höhe von ca. 16,3 Mio. Euro. Hinzu kommen weitere 5 Mio. Euro für die Technikumshalle inkl. gebäudetechnischer Grundausstattung. Somit belaufen sich die Gesamtinvestitionen für den Forschungsstrang auf etwa 21,3 Mio. Euro.

Tabelle 17: Zusammenfassung der Gesamtkosten (CAPEX) für den Forschungsstrang (exkl. Kosten für Technikumshalle)

	Erstausstattung (Ausrüstungen MtJ-Route)	Analytik	Prozessmonitoring	Summe
Kosten-Bezugsbasis: Kosten für Hauptausrüstungen (Maschinen, Apparate, Sonderausrüstung), inkl. Lieferung frei Baustelle	1 558 724 €	3 410 000 €	2 032 980 €	7 001 704 €
Nebenkosten insgesamt	4 794 580 €	- €	742 038 €	5 536 618 €
Direkte Anlagenkosten (Kosten- Bezugsbasis + Nebenkosten)	6 353 304 €	3 410.000 €	2 775 018 €	12 538 321 €
Indirekte Anlagenkosten	2 568 781 €	552 256 €	640 897 €	3 761 934 €
Gesamtkosten (Summe direkte und indirekte Anlagenkosten)	8 922 085 €	3 962 256 €	3 415 915 €	16 300 255 €

4.9. Personalbedarf des Forschungsstrangs

Der Personalbedarf zur Durchführung von Forschungsarbeiten an der Entwicklungsplattform für PtL Kraftstoffe orientiert sich an den identifizierten Forschungsleitfragen (s. Kapitel 4.10). Entlang dieser Fragestellungen wurde für jedes Themenfeld eine benötigte Personalstärke abgeschätzt, um die entsprechenden Forschungsfragen bearbeiten zu können. Ein entsprechend thematisch aufgeschlüsselter Personalbedarf ist in Tabelle 18 dargestellt.

Tabelle 18: Personalbedarf und -kosten Forschungsbetrieb. Der Personalthochlauf wird detailliert in Kapitel 5 behandelt.

Beschreibung	Anzahl MA
Systemanalyse und innovative Prozesse	9 MA
Neuartige Prozess-Schritte	9 MA
Fuel Design	6 MA
Kraftstoff-Nutzung und Marktbegleitung	6 MA
Gesamtsumme Personal F&E	30 MA
Gesamtsumme Personalkosten F&E	5,4 Mio. € / a

Für die Technologie-Entwicklung und -Bewertung von neuartigen Prozess-Schritten und Gesamtprozessen (inkl. Systemanalyse) werden jeweils 9 wissenschaftliche Mitarbeiter benötigt. Für Themenstellungen zum Kraftstoff-Design, d. h. der Entwicklung des hinsichtlich Performance und Herstellung optimalen Kraftstoffs, werden weitere 6 wissenschaftliche Mitarbeitende benötigt. Schlussendlich werden für die wissenschaftliche

Begleitung der Kraftstoff-Nutzung und die Marktbegleitung weitere 6 wissenschaftliche Mitarbeitende benötigt. Hierunter fallen auch Fragestellungen der Feedback F&E sowie der Logistik und des Kraftstoff-Handlings.

Insgesamt werden für Forschung und Entwicklung ca. 30 Mitarbeitende benötigt, wozu zusätzlich noch Mitarbeitende der Errichtungs- und Betriebsgesellschaft kommen, die Forschungsarbeiten z. B. im Bereich Kraftstoffanalytik und Anlagenoptimierung durchführen. Diese sind jedoch aufgrund der notwendigen engen Verzahnung mit dem Anlagenbetrieb organisatorisch nicht der Forschungsgesellschaft zugeordnet.

Die zugrunde liegenden Personalkostensätze orientieren sich an typischen Werten für eine Forschungseinrichtung und betragen durchschnittlich 180.000 Euro / PJ (Personenjahr). Der detaillierte Personalhochlauf und die Aufstellung der Gesamtpersonalkosten werden in Kapitel 5 adressiert.

4.10. Forschungsleitfragen

Die Forschungsleitfragen beschreiben die beabsichtigten Aktivitäten an der gesamten Entwicklungsplattform (EPP), also dem Demonstrations- und Forschungsstrang. Sie umfassen die Themenfelder, welche in den ersten zehn Jahren des Betriebs der EPP bearbeitet werden sollen. Selbstverständlich ist es nicht möglich, die Forschungs-Aktivitäten von zehn zukünftigen Jahren im Detail und/oder vollständig anzugeben, weil bspw. neue Erkenntnisse und Fortschritte in den einzelnen Technologien, aber auch Veränderung in den Anforderungen an PtL-Kraftstoffe eine ständige Aktualisierung der detaillierten Ziele erfordern werden. Dennoch ist sichergestellt, dass die im Weiteren beschriebenen Fragestellungen dringend bearbeitet werden müssen und so umfangreich sind, dass eine mindestens zehnjährige Nutzung der EPP, Demonstrations- und Forschungsstrang, für deren Bearbeitung und Lösung gebraucht wird.

Die Forschungsleitlinien für die EPP können folgendermaßen gegliedert und zusammengefasst werden:

- **Erprobung, Entwicklung und Demonstration neuer Technologien und Prozesse** zur Herstellung normenkonformer strombasierter Kraftstoffe (Power-to-Liquid (PtL), insbesondere für die Luftfahrt) in einem Demonstrationsstrang, Ermittlung von realen Herstellungskosten und Identifikation von Kostenreduktionspotenzialen, Sammeln von Erfahrungen und Grundlagen für eine spätere Hochskalierung auf einen industriellen Maßstab in Zusammenarbeit mit Industrie und Wissenschaft.
- **Optimierung des Gesamtprozesses** unter Einbindung innovativer Schritte, Komponenten und Konzepte, Optimierung der Energieeffizienz, Weiterentwicklung zu einem voll integrierten und optimierten Gesamtkonzept sowohl als stand-alone Anlage als auch als Teil einer Raffinerie.

- **Neuartige und hoch-innovative Prozess-Routen, -Schritte und -Konzepte:** Test und Up-Scaling neuartiger Prozess-Routen, -Schritte und -Konzepte in Zusammenarbeit mit wissenschaftlichen und gewerblichen Partnern (KMU und Groß-Industrie), anwendungsorientierte Forschung und Anhebung des TRL für die Komponenten von weniger reifen Technologien in einem Forschungsstrang (von TRL 4/5 auf TRL 6/7).
- **Optimierung der Kraftstoffzusammensetzung** in Hinblick auf
 - Effizienz zur Minimierung der Umweltwirkung auf lokaler und globaler Ebene (Klima, Schadstoffe), Ermittlung von Schadstoff-Reduktions-Potenzialen, technische Performance, Wartungsbedarf der Triebwerke / Motoren
 - zertifizierungsfähige Drop-In als auch für Near Drop-In Anwendungen insbesondere auch im Hinblick auf die Anforderungen der jeweiligen Endnutzung,
 - umfassende Bewertung der herstellbaren PtL-Kraftstoffe und der gegebenen Optimierung zur Beeinflussung der Kraftstoffeigenschaften für kommerzielle Anwendungen in der Luft, auf dem Wasser und für ausgewählte Teile des Landverkehrs,
 - Feedback F&E: Auswirkung in der Nutzung auf Logistik und Handling, Misch-Verhalten u. a. mit anderen SAFs und fossilem Kerosin, Langzeitlagerung / Alterungsverhalten, Materialverträglichkeit Kraftstoffsysteme.
- **Innovative Aspekte der Nutzung von Offgas und anderen Nebenströmen:** Untersuchung der Möglichkeiten einer diskontinuierlichen Betriebsweise der gesamten und/oder Teile der Anlage; Analyse der Möglichkeiten der effizienten Speicherung und Nutzung sowie des Recycling von (Zwischen-)Produkten wie Offgasen und Syncrude innerhalb der PtL-Anlage zum Ausgleich einer variierenden Erzeugung einschließlich einer ökonomischen Optimierung des Anlagenbetriebs.

5. Organisatorische Ausgestaltung

5.1. Einleitung

Die Umsetzung eines Projektes der hier dargestellten Größenordnung und Komplexität verlangt eine Betrachtung verschiedener Aspekte wie Finanzierungsform, beihilferechtliche Regularien, vergaberechtliche Handhabungen usw. vor dem Hintergrund einer relativ großen Zahl forschender Organisationen aus dem gewerblichen und wissenschaftlichen Bereich, die Forschungs- und Entwicklungsprojekte auf der vorgesehenen Plattform realisieren möchten.

Nachfolgend wird ein – in jeder Hinsicht **unverbindliches** – Szenario entwickelt, wie die genannten Aspekte umgesetzt werden könnten. Wie bei Szenarien üblich, gibt es Alternativen, um das Thema zu realisieren. Das gewählte Szenario bietet aber die Möglichkeit, die zuvor skizzierten Themengebiete näher zu betrachten und ggf. eine Empfehlung auszusprechen.

Die nachstehende Darstellung zur Organisationsstruktur basiert daher auf einem möglichen, jedoch in jeder Hinsicht unverbindlichen Szenario. Verschiedene – und als solche über Fußnoten gekennzeichnete – Stellen wurden unter Hinzuziehung externen Sachverständes plausibilisiert, aber nicht abschließend und im Detail rechtssicher geprüft.

5.2. Mögliche staatliche Finanzierungsformen einer PtL-Plattform

Um eine gesetzeskonforme und effiziente kaufmännische Ausgestaltung einer PtL-Plattform vorzunehmen, bedarf es in einem ersten Schritt der Klärung der staatlichen Finanzierungsform des Projektes.



Abbildung 16. Mögliche staatliche Finanzierungsformen einer PtL-Plattform.

Dabei kommen durch das BMVI als öffentlichen Mittelgeber zwei Finanzierungsformen für ein solches Projekt in Betracht: Zum einen besteht die Möglichkeit das Projekt über eine öffentliche Auftragsvergabe durch Ausschreibung umzusetzen. Zum anderen besteht die Möglichkeit der Projektumsetzung durch eine Zuwendung.

5.2.1. Finanzierung durch öffentliche Auftragsvergabe

Soll eine Projektfinanzierung durch eine Auftragsvergabe erfolgen, ist der Auftrag durch den öffentlichen Auftraggeber im Wettbewerb anhand einer Leistungsbeschreibung zu vergeben. Sofern keine Ausnahmetatbestände für die Auftragsvergabe greifen, ist eine europaweite Ausschreibung durchzuführen, da der Auftragswert den Schwellenwert sowohl von 139.000 Euro für Dienst- und Lieferaufträge als auch 5.350.000 Euro für Bauaufträge von oberen und obersten Bundesbehörden übersteigt.

5.2.1.1 Beihilferechtliche Aspekte:

Bei einer Auftragsvergabe durch Ausschreibung werden die potentiellen Auftragnehmer Angebote zu Marktpreisen im Wettbewerb abgeben. Damit ist eine beihilferechtliche Betrachtung des Sachverhaltes i. d. R. obsolet, was für die Durchführung einer Auftragsvergabe sprechen könnte.

5.2.1.2 Vergaberechtliche Aspekte:

Bei vorliegendem Sachverhalt bleibt zu prüfen, welches Vergaberegime tangiert wird, d. h. ob es sich im Schwerpunkt eher um eine Bauleistung oder um eine Liefer- und Dienstleistung handelt. In beiden Fällen wird allerdings eine eindeutige und erschöpfende Leistungsbeschreibung benötigt. Der Ausschreibungsgegenstand umfasst eine komplexe Forschungs- und Entwicklungsleistung sowie darauf aufbauende Forschungsprojekte.

Dabei bieten sich folgende Verfahrensarten an³⁵:

- Das Verhandlungsverfahren mit Teilnahmewettbewerb,
- der wettbewerbliche Dialog sowie
- die Innovationspartnerschaft.

Diese Ausschreibungsverfahren dienen dazu, komplexe Beschaffungsprozesse abzubilden. Alle diese Verfahrensarten haben aber die Gemeinsamkeit, dass am Verfahrensende ein relativ statischer Leistungskatalog vorliegt, der umgesetzt wird. Während Errichtung und Betrieb der Anlage von dieser Verfahrensweise noch gut erfasst sind, trifft dies für die durchzuführenden Forschungs- und Entwicklungsprojekte nicht zu, die sich entlang des angestrebten Erkenntnisgewinns entwickeln werden.

Eine weitere regelmäßige Problemstellung bei der Auftragsvergabe stellt die Klärung der Eigentumsfrage notwendiger Wirtschaftsgüter dar. Im vorliegenden Fall sind dies bspw. der Grund und Boden und die technische

³⁵ vgl. § 119 Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB).

Anlage (PtL-Plattform). Übliche Verfahrensweisen unterstellt, würde der öffentliche Auftraggeber Eigentümer der Anlage.

Aus den oben genannten Gründen erscheint die öffentliche Auftragsvergabe nicht zielführend.

5.2.2. Finanzierung durch Zuwendung

Die Möglichkeit der Finanzierung durch Zuwendung besteht, wenn hinsichtlich des Themas kein Bundesbedarf – hier durch das BMVI – sondern ein Bundesinteresse besteht. Bei einer Zuwendung kann zwischen einer institutionellen Förderung und einer Projektförderung unterschieden werden. Während die institutionelle Förderung die Ausgabendeckung eines bestimmten Zuwendungsempfängers beschreibt, stellt die Projektförderung eine Zusage für die Ausgabendeckung eines einzelnen Vorhabens dar, welches (1) fachlich, (2) inhaltlich und (3) finanziell abgrenzbar ist. Die Finanzierung mittels einer Projektförderung ist für das konkrete Vorhaben somit geeignet, da die drei genannten Merkmale zutreffen.

Wird die erforderliche Finanzierung zugewendet, bedarf es einer Überprüfung, ob beihilferechtliche Sachverhalte tangiert sind. Der Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEU-Vertrag) sieht ein grundsätzliches Verbot staatlicher Beihilfen, jedoch mit Genehmigungsvorbehalt, vor. Es bestehen u.a. auch Freistellungstatbestände, die mit dem Binnenmarkt vereinbar sind. In wenigen Fällen würde die öffentliche Finanzierung nicht unter Artikel 107 Absatz 1 AEUV fallen, beispielsweise für die in Rn. 18 ff. des FuEul-Unionsrahmens aufgezählten Themen.

Daher sind zunächst keine Gründe ersichtlich, die gegen die Finanzierung durch eine Zuwendung für ein Forschungsinfrastrukturprojekt sprechen.

Fazit: Ausgehend von den Begriffen Bundesbedarf und Bundesinteresse sowie dem Sachverhalt, dass es sich um ein fachlich, inhaltlich und finanziell abgrenzbares Vorhaben handelt, bietet sich eine Zuwendung als Finanzierungsform sowohl für die Errichtung als auch den Betrieb der PtL-Plattform sowie die anstehenden Forschungsaktivitäten an.

5.3. Potentielle Körperschaften für die Umsetzung einer PtL-Plattform

Im zweiten Schritt wird hier betrachtet, welche Körperschaften für die Projektrealisierung (d. h. Errichtung, den Betrieb sowie die Bereithaltung einer PtL-Plattform) als Zuwendungsempfänger in Frage kommen.



Abbildung 17. Zuwendung an eine Körperschaft.

Es kommen folgende Körperschaften in Betracht:

- Wissenschafts- und Forschungseinrichtungen
- die Privatwirtschaft sowie
- Universitäten.

5.3.1. Wissenschafts- und Forschungseinrichtungen

In Deutschland sind diverse Wissenschafts- und Forschungseinrichtungen (WFE) ansässig, die ein großes Interesse daran hätten, ein F & E-Projekt wie die PtL-Plattform zu realisieren und die somit als potentielle Zuwendungsempfänger in Frage kommen. Diese WFE decken das gesamte Spektrum von der Grundlagenforschung über die angewandte (industrielle) Forschung bis hin zur experimentellen Entwicklung ab. Eine erhebliche Anzahl der WFE verfügt über Erfahrungen in der Planung, der Realisierung und im Betrieb von wissenschaftlichem Großgerät. Aufgrund der in der Regel gemischten Finanzierung (institutionelle Förderung, Projektförderungen, Aufträge, Spenden, Einnahmen aus der Vermögensverwaltung usw.) von solchen Einrichtungen, verfügen WFE meist auch über technische und administrative Strukturen, die mit denen von Unternehmen der privaten Wirtschaft vergleichbar sind. Auch unterliegen WFE meist dem Vergaberecht, wodurch für den Zuwendungsgeber eine weitere Absicherung in formaler Hinsicht besteht, da die wirtschaftliche Verwendung der Fördermittel durch den gewährleisteten Wettbewerb dadurch unterstützt wird.

Der FuEul-Unionsrahmen geht davon aus, dass WFE dann Empfänger staatlicher Beihilfen sind, wenn ihre öffentliche Finanzierung alle Voraussetzungen des Artikels 107 Absatz 1 AEUV erfüllt (vgl. Rn. 17 des Unionsrahmens). Übt WFE sowohl wirtschaftliche als auch nichtwirtschaftliche Tätigkeiten aus, fällt die öffentliche Finanzierung der nichtwirtschaftlichen Tätigkeiten nicht unter Artikel 107 Absatz 1 AEUV, wenn die nichtwirtschaftlichen und die wirtschaftlichen Tätigkeiten und ihre Kosten, Finanzierung und Erlöse klar voneinander getrennt werden können, sodass keine Gefahr der Quersubventionierung der wirtschaftlichen Tätigkeit besteht. Aus diesem Grund wären auch höhere Fördersätze denkbar.

5.3.2. Privatwirtschaft

Die Privatwirtschaft widmet sich überwiegend der Produktentwicklung und Produktherstellung und arbeitet gewinnorientiert. Aus diesem Grunde sind Forschungsaktivitäten in der angewandten Forschung regelmäßig für die Privatwirtschaft schwierig, da die Investition in Forschungsaktivitäten riskant ist. Zum einen kann im Voraus nicht sichergestellt werden, dass die Forschungsaktivitäten zu einem marktreifen Produkt führen, welches gewinnbringend ist. Zum anderen kann ebenfalls nicht sichergestellt werden, dass die Kosten der Forschungsaktivitäten amortisiert werden können. Aufgrund der Gewinnorientierung der Privatwirtschaft wird das Interesse der Privatwirtschaft an der eigenmotivierten Errichtung, des Betriebs sowie der Bereithaltung einer PtL-Plattform als gering eingeschätzt.

Andererseits verfügen gerade privatwirtschaftliche Unternehmen über erhebliche Erfahrungen in der Errichtung und dem Betrieb von großen Herstellungsaggregaten.

Die Lösung könnte hier eine staatliche Förderung darstellen. Hiermit ergibt sich jedoch eine weitere Problemstellung, da eine staatliche Förderung der Privatwirtschaft nicht vollständig möglich ist. Denn aufgrund des teilweise hohen technologischen Reifegrades der Thematik handelt es sich bei dem angestrebten Vorhaben um einen Sachverhalt, der – zumindest partiell – der experimentellen Entwicklung zuzurechnen ist. Maßnahmen dieser Art können in der Privatwirtschaft gemäß dem FuEul-Unionsrahmen nur anteilig gefördert werden, da Unternehmen aufgrund des Unionsrahmens in der Regel als wirtschaftlich tätige Organisationen gelten.

Solche partiellen Finanzierungen bedingen i. d. R. einen hohen Eigenanteil – womit das Interesse an einer nur teilweise finanzierten Anlage als niedrig eingeschätzt wird. Somit kann geschlossen werden, dass privatwirtschaftliche Unternehmen mit großer Wahrscheinlichkeit als Zuwendungsempfänger im vorliegenden Fall nicht in Frage kommen.

5.3.3. Universitäten

Universitäten sind i. d. R. mehr in der Grundlagenforschung als in der angewandten Forschung tätig. Mehrheitlich fehlen hier auch die Infrastrukturen im Umgang mit Großanlagen und die sich daraus ergebenden dispositiven und administrativen Prozesse. Bereits aus diesem Grund scheidet eine Universität als geeigneter Zuwendungsempfänger voraussichtlich aus.

Fazit: Als Zuwendungsempfänger, der das Projekt realisieren und Eigentümer der PtL-Plattform werden soll, bietet sich eine WFE mit bestehenden Infrastrukturen und Erfahrungen im Umgang mit entsprechenden Großprojekten an.

5.4. Administrative und organisatorische Ausgestaltung einer PtL-Plattform

Die nachfolgende Darstellung basiert auf einem möglichen, jedoch in jeder Hinsicht unverbindlichen Szenario. Verschiedene – und als solche über Fußnoten gekennzeichnete – Stellen wurden unter Hinzuziehung externen Sachverständigen plausibilisiert, aber nicht abschließend und im Detail rechtssicher geprüft.

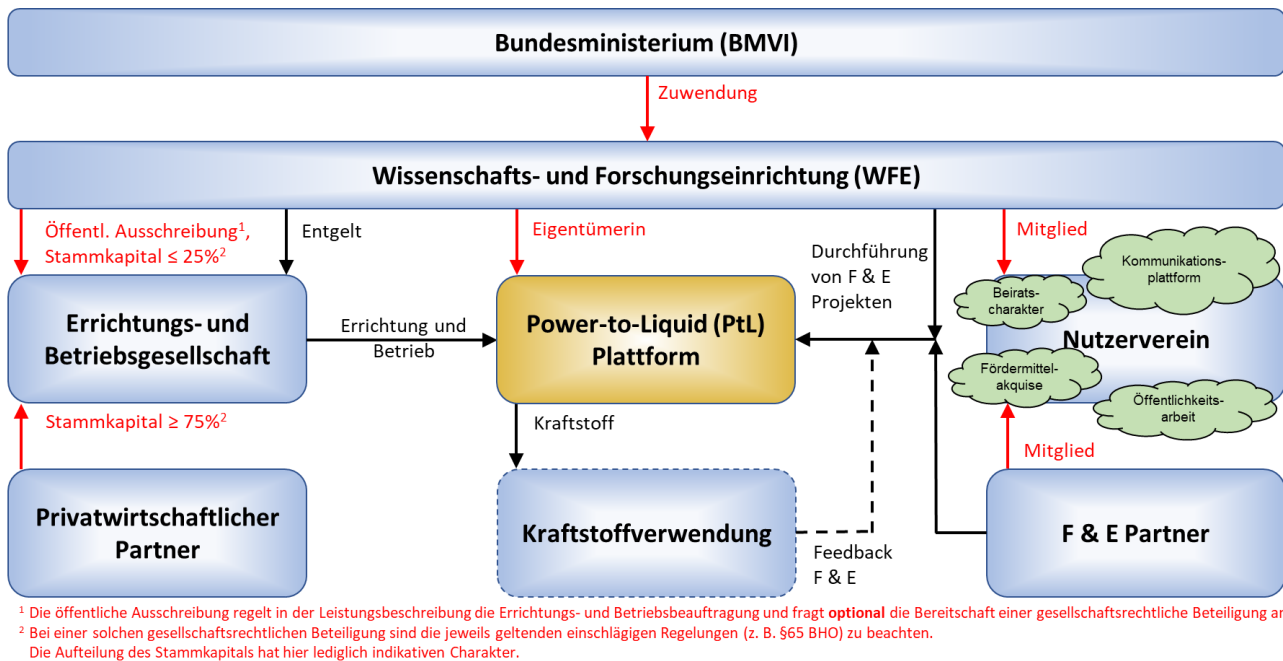


Abbildung 18. Administrative und organisatorische Ausgestaltung einer PtL-Plattform.

Nachfolgend werden die wesentlichen Elemente der Darstellung beschrieben.

5.4.1. Wissenschafts- und Forschungseinrichtung

In dem gewählten Modell erfolgt die Finanzierung der PtL-Plattform über eine Zuwendung an eine Wissenschafts- und Forschungseinrichtung (WFE), die Eigentümerin und Trägerin der PtL-Plattform werden soll. Die PtL-Plattform wird somit keine eigene Rechtspersönlichkeit besitzen. In dieser Rolle ist die WFE zuständig für sämtliche Investitionsentscheidungen und trägt die Haftung für die Plattform.

Die WFE kann selbst forschend auf der PtL-Plattform tätig werden, u.a. zu den Themen des Fuel Design, neuartiger Prozessschritte, Kraftstoffnutzung und Systemanalyse. Darüber hinaus soll die Plattform auch diskriminierungsfrei und transparent für die Nutzung durch F & E Partner zur Verfügung gestellt werden. Bei der WFE liegt daher die Verantwortlichkeit zur Ausarbeitung einer Belegungsplanung. Je nach konkreter Organisation des Vorgangs ist hierbei voraussichtlich auch eine umfassende Einbeziehung der Errichtungs- und Betriebsgesellschaft (Stichworte: Betriebssicherheit, technische Umsetzbarkeit) erforderlich, sofern die WFE hierfür auf ein Joint Venture zurückgreifen sollte (siehe Kapitel 5.4.2).

Neben der Belegungsplanung ist die WFE auch zuständig für die Festlegung von Nutzergebühren, wenn Dritte die PtL-Plattform für F & E Vorhaben nutzen. Die Ausgestaltung dieser Gebühren soll auf Basis transparenter Kriterien und nach marktüblichen Verfahrensweisen, orientiert am Arm's-Lenght-Prinzip³⁶, von der WFE vorgenommen werden. Sollte die WFE für die Errichtung und den Betrieb der Plattform von einem Joint Venture Gebrauch machen, so könnte dieses im Rahmen des bestehenden Vertragsverhältnisses bei der Festlegung der Nutzergebühren unterstützend tätig werden (etwa bei der Ermittlung von Fix-, Betriebs- und Bereitstellungskosten). Die Nutzergebühren sollen sodann in den Verträgen mit den F & E Partnern zugrunde gelegt werden. Weitere Details zur Ermittlung der Nutzergebühren finden sich in Kapitel 5.5.1.

5.4.2. Errichtungs- und Betriebsgesellschaft

Die WFE verwendet die Fördermittel in einem öffentlichen Vergabeverfahren zur Gewinnung eines privatwirtschaftlichen Partners, der die Errichtung und den Betrieb der Anlage übernimmt. Die Errichtungs- und Betriebsleistungen werden ausgeschrieben. Der Auftragsgegenstand wird voraussichtlich in Losen aufgeteilt. So dass aufgrund des bei der Ausschreibung bekanntzumachenden Bewertungsrasters auch mehrere Unternehmen einen Zuschlag erhalten könnten. Nachfolgend wird aus sprachlichen Gründen dennoch immer von „einem privatwirtschaftlichen Partner“ gesprochen. Zwischen der WFE und dem bezuschlagten privatwirtschaftlichen Partner entsteht ein Vertragsverhältnis (Auftraggeber – Auftragnehmer).

Zudem könnte die WFE mit dem bezuschlagten privatwirtschaftlichen Partner eine gemeinsame Errichtungs- und Betriebsgesellschaft gründen: Im Rahmen des öffentlichen Vergabeverfahrens wird ebenfalls angefragt (und bei der Angebotswertung angemessen berücksichtigt), ob der privatwirtschaftliche Partner, über das Auftraggeber- und Auftragnehmervverhältnis hinaus, zu einer gesellschaftsrechtlichen Beteiligung mit der

³⁶ Das Arm's-Lenght-Prinzip beschreibt, dass sich die Bedingungen des Rechtsgeschäfts zwischen den Vertragsparteien sich nicht von jenen unterscheiden dürfen, die bei Rechtsgeschäften zwischen unabhängigen Unternehmen festgelegt werden würden, so dass keine wettbewerbswidrigen Absprachen vorliegen. Das Arm's-Lenght-Prinzip liegt vor, wenn ein Rechtsgeschäft auf Grundlage eines offenen, transparenten und diskriminierungsfreien Verfahrens geschlossen wird.

auftraggebenden Stelle bereit wäre (bspw. im Rahmen eines gemeinsamen Joint Ventures). Dies erfolgt mit der Absicht, eine nachgelagerte Organisationseinheit zu schaffen, die sich voll auf die Belange und Besonderheiten der PtL-Plattform konzentriert und in der die Prozesse einer WFE sinnvoll mit den Prozessen eines privatwirtschaftlichen Spezialanbieters aus dem Anlagenbau und dem Anlagenbetrieb verbunden werden. Die gesellschaftsrechtliche Beteiligung wird ebenfalls in der Ausschreibung bestimmt. Bei einer solchen gesellschaftsrechtlichen Beteiligung der WFE sind die jeweils geltenden einschlägigen Regelungen (z. B. § 65 BHO; Beteiligungsumfang) zu beachten.

Kommt aufgrund mangelnder Bereitschaft oder anderer Gründe eine solche Organisationseinheit nicht zustande, wird der privatwirtschaftliche Partner, der im Rahmen des Vergabeverfahrens den Zuschlag erhielt, die vereinbarten Errichtungs- und Betriebsaufgaben auftragsgemäß in einer von ihm gewählten Form durchführen. Nachfolgend wird jedoch davon ausgegangen, dass eine Errichtungs- und Betriebsgesellschaft zustande kommt.

Sofern keine rechtlichen Einwände bestehen, wäre es denkbar, dass der privatwirtschaftliche Partner seinen Auftrag an die Errichtungs- und Betriebsgesellschaft abtritt. Die Zustimmung seitens der WFE hierfür oder für andere Formen der Auftragsweitergabe – z. B. Unterbeauftragung des Joint Venture – wird Bestandteil der Verträge zwischen WFE und dem privatwirtschaftlichen Partner sein; diese Verträge sind das Ergebnis des öffentlichen Vergabeverfahrens. An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass die Beurteilung, ob eine Auftragsabtretung rechtlich unbedenklich ist, unter Berücksichtigung der Besonderheiten des Einzelfalles zu erfolgen hat.

Sofern Umbauten oder Erweiterungen an der PtL-Anlage mit zunehmendem Erkenntnisgewinn notwendig werden, werden diese Anpassungen von der Errichtungs- und Betriebsgesellschaft umgesetzt. Weitere Arbeitsgebiete der Errichtungs- und Betriebsgesellschaft sind die Kraftstoffanalytik und die Prozessüberwachung. Zudem setzt die Errichtungs- und Betriebsgesellschaft Anlagen- und Komponenten-Optimierungen um und ist verantwortlich für die technische Durchführungsplanung.

Darüber hinaus unterstützt die Errichtungs- und Betriebsgesellschaft die WFE, wie unter Kapitel 5.4.1 dargelegt, bei der Belegungsplanung und der Festlegung der Nutzergebühren.

Fazit: Errichtung und Betrieb der Anlage können in einem Auftraggeber- und Auftragnehmeverhältnis zwischen der WFE sowie einem privatwirtschaftlichen Partner, der im Rahmen eines öffentlichen Vergabeverfahrens ermittelt und beauftragt wird, erbracht werden. Die Bildung eines Gemeinschaftsunternehmens oder die Gründung einer expliziten Projektgesellschaft ist nicht zwingend erforderlich. Aufgrund der speziellen Aufgabenstellungen erscheint es jedoch vorteilhaft, solch eine Organisationseinheit zu bilden.

Kommt es zur Gründung eines solchen Gemeinschaftsunternehmens, ist insbesondere die Frage zu betrachten, inwieweit ein solches Unternehmen selbst wieder dem Vergaberecht unterliegt. Dies ist insofern von Relevanz, als dass dieses Gemeinschaftsunternehmen selbst Leistungen Dritter benötigt (z. B. Einkauf von Technologiekomponenten, Engineering-Dienstleistungen, etc.) und Beschaffungsprozesse schneller abgewickelt werden können, wenn das Unternehmen nicht an das Vergaberecht gebunden ist. Dies wäre der Fall, wenn die Errichtungs- und Betriebsgesellschaft keine besondere Staatsnähe aufweist. In diesem Fall wird die Errichtungs- und Betriebsgesellschaft nicht als öffentlicher Auftraggeber i. S. d. § 99 Nr. 2 GWB zu qualifizieren sein³⁷. Unter dieser Voraussetzung unterliegt die Errichtungs- und Betriebsgesellschaft bei ihren Beschaffungen für Materialien, Geräten, Dienstleistungen, Energien usw. dann nicht dem Vergaberecht.

Eine Qualifizierung der Errichtungs- und Betriebsgesellschaft als öffentlicher Auftraggeber, die somit dem Vergaberecht unterliegt, würde nach § 99 Nr. 2 GWB kumulativ voraussetzen, dass es sich

- a) um eine juristische Person des öffentlichen oder privaten Rechts handelt,
- b) die zu dem besonderen Zweck gegründet wurde, eine im Allgemeininteresse liegende Aufgabe nichtgewerblicher Art zu erfüllen und
- c) die eine besondere Staatsnähe durch eine überwiegende Finanzierung, eine Aufsicht über ihre Leitung oder eine mehrheitliche Bestimmung der Mitglieder von Geschäftsführung oder Aufsichtsrat aufweist.

Die erste Voraussetzung des § 99 Nr. 2 GWB ist erfüllt, da die Errichtungs- und Betriebsgesellschaft als juristische Person des Privatrechts gegründet wird. Die zweite Voraussetzung des § 99 Nr. 2 GWB ist ebenfalls erfüllt, da die Bereitstellung einer PtL-Plattform zur Forschung und Entwicklung der PtL-Kraftstoffherzeugung im Allgemeininteresse liegt. Die Anlage ist hierbei nicht darauf ausgerichtet, Treibstoff für den Markt zu erzeugen, sondern sie dient primär der Forschung und Entwicklung. Es wird (aufgrund dieser marktbezogenen Sonderstellung) deshalb davon ausgegangen, dass diese Aufgabe nichtgewerblicher Art sein wird. Allerdings ist die

³⁷ Unverbindliche Einschätzung: Boesen Rechtsanwälte, Kaiser-Friedrich-Straße 3, 53113 Bonn, www.boesen.de.

dritte Voraussetzung des § 99 Nr. 2 GWB nicht erfüllt, wenn die Errichtungs- und Betriebsgesellschaft keine besondere Staatsnähe aufweist.

Dies ist der Fall, wenn keine überwiegende staatliche Finanzierung gegeben ist. Davon kann man ausgehen, da die Entgeltzahlungen der WFE nur eine Gegenleistung für erbrachte Leistungen darstellt (Leistungsaustausch). Des Weiteren darf die Leitung der Errichtungs- und Betriebsgesellschaft keiner Aufsicht durch die WFE unterliegen. Sofern der WFE lediglich die üblichen Rechte eines Auftraggebers und Minderheitsgesellschafters zustehen, trifft dies voraussichtlich zu. Ergänzend darf eine mehrheitliche Bestimmung der Mitglieder von Geschäftsführung oder des Aufsichtsrats durch die WFE nicht vorgesehen sein.³⁸

Die Aufsicht über die Leitung der Errichtungs- und Betriebsgesellschaft entscheidet somit u. a. mit darüber, ob eine besondere Staatsnähe vermutet werden kann oder nicht.

Sofern sichergestellt wird, dass die Errichtungs- und Betriebsgesellschaft keine besondere Staatsnähe aufweist, wird sie somit nicht dem Vergaberecht unterliegen.

Fazit: Kommt ein solches Gemeinschaftsunternehmen oder eine solche Projektgesellschaft zustande, ist darauf zu achten, dass die dispositiven Strukturen eines solchen Unternehmens den Grundgedanken unterstützen, nämlich die Synergien zwischen den Kernkompetenzen beider Partner. Das ist zum einen die wissenschaftliche Expertise der WFE und zum anderen die Errichtungs- und Betriebskompetenz des privatwirtschaftlichen Partners. Hinsichtlich der zuletzt genannten Kompetenz ist der hierfür erforderliche Handlungsrahmen sicherzustellen.

5.4.3. Nutzerverein

Ein weiteres optionales Element des vorgeschlagenen organisatorischen Modells ist der Nutzerverein. Dieser wird nicht vom Fördermittelgeber gefördert und trägt sich selbst über Mitgliedsbeiträge. Die Ausgestaltung dieser Beiträge ist in der Satzung des Nutzervereins geregelt. Als Rechtsform kommt die eines eingetragenen Vereins nach dem Bürgerlichen Gesetzbuch in Betracht, vorausgesetzt die erforderliche Mindestmitgliederzahl für die Eintragung des Vereins kann erreicht werden.

Der Nutzerverein soll als Format dienen, um die von der WFE vorgegebenen Zugangsvoraussetzungen zur PtL-Plattform transparent und diskriminierungsfrei umzusetzen. Hierunter ist insbesondere zu verstehen, dass die Vereinsmitglieder sich darauf verständigen, Projekte in der Regel so durchzuführen, dass die beihilferechtlichen

³⁸ Vgl. EuGH, Urteil vom 12. September 2013, C-526/11, Rn. 29, OLG Düsseldorf, Beschluss vom 19. Juni 2013, VII-Verg 55/12.

Kriterien der wirksamen Zusammenarbeit (siehe auch Kapitel 5.4.4) erfüllt sind und etwaige Einnahmen aus entgeltlich abgegebenem Kraftstoff stets für Projekte verwendet werden, die Technologiefolgebetrachtungen (i. S. v. Feedback F & E) zum Gegenstand haben (siehe auch Kapitel 5.5.3).

Zudem kommt dem Nutzerverein die Funktion eines Beirats zu, wie er im wissenschaftlichen Umfeld üblich ist. Im Rahmen dieser Beiratsfunktion soll der Nutzerverein u.a. Empfehlungen zu FuE-Schwerpunkten auszusprechen und bei der Auswahl von Prozessmodulen unterstützen. Damit ist jedoch in keinem Fall eine Entscheidungsbefugnis verbunden – diese obliegt alleinig der WFE.

Der Nutzerverein zeichnet sich insbesondere durch folgende Eigenschaften aus:

- Bindungsfunktion für Interessierte aus Wissenschaft und Wirtschaft
- Austauschplattform für die Vereinsmitglieder,
- Unterstützung bei Drittmittelwerbungen oder beim Zustandekommen von Forschungskonsortien,
- Öffentlichkeitsarbeit (z. B. Durchführung von Konferenzen).

Der angedachte Nutzerverein steht grundsätzlich allen interessierten Unternehmen, Forschungsorganisationen usw. offen. Der Nutzerverein soll keine komplexen kaufmännischen Strukturen aufweisen bzw. komplexe geschäftliche Tätigkeiten durchführen, so dass mögliche Haftungsrisiken für die Mitglieder vernachlässigt werden können und der Zugang zum Verein unbedenklich ist. Das hat zur Folge, dass der Nutzerverein lediglich eine sehr schlichte Struktur benötigt (z. B. Vereinssekretariat oder kleine Geschäftsstelle), sodass unter dieser Voraussetzung die Mitgliedsbeiträge überschaubar gehalten werden können. Beispielhafte Annahmen zu möglichen Mitgliedsbeiträgen können Kapitel 6.2.3 entnommen werden.

Fazit: Im dargestellten Organisationsmodell ist der Nutzerverein ein sinnvolles, wenn auch nicht unbedingt erforderliches, Element. Der Nutzerverein soll einen diskriminierungsfreien und transparenten Zugang zur Nutzung der PtL-Plattform für interessierte Dritte ermöglichen. Er soll helfen, Forschungskonsortien zu bilden, die Einhaltung beihilferechtlicher Aspekte zu unterstützen und Öffentlichkeitsarbeit leisten, um die mit der PtL-Plattform verbundenen Forschungs- und Entwicklungsthemen bekannt zu machen.

5.4.4. Forschungs- und Entwicklungspartner

Die **F & E Partner** können bei der WFE Projekte zur Nutzung der PtL-Plattform platzieren. Auf die Belegungsplanung sowie zu entrichtende Gebühren für die Nutzung der PtL-Plattform wurde in Kapitel 5.3.1. näher eingegangen.

Die Eckpunkte der Zusammenarbeit der WFE mit den F & E Partnern sind vertraglich zu vereinbaren. Dabei soll u. a. Folgendes berücksichtigt werden:

- Projekte werden primär so durchgeführt, dass die beihilferechtlichen Kriterien einer wirksamen Zusammenarbeit erfüllt sind,
- Auftragsforschung und Forschungsdienstleistungen im Sinne des FuEul-Unionsrahmen stellen eine Ausnahme dar,
- Produzierter Kraftstoff wird primär durch die F & E Partner oder die WFE selbst verbraucht bzw. als Ressource in Forschungs- und Entwicklungsprojekte eingebracht.

Ist dies nicht möglich und ist der produzierte Kraftstoff marktfähig, übernimmt in der Regel der F & E Partner seine entgeltliche Verwertung. Evtl. entstehende Überschüsse werden zur Finanzierung von Projekten verwendet, die Feedback F & E zum Gegenstand haben.

Fazit: Bei der Vertragsgestaltung zwischen der WFE und den Forschungs- und Entwicklungspartnern kommt den beihilferechtlichen Aspekten (FuEul-Unionsrahmen) eine besondere Bedeutung zu. In diesem Zusammenhang ist insbesondere die absolute Präferenz hinsichtlich einer Projektdurchführung zu nennen, die den Kriterien der Wirksamen Zusammenarbeit im Sinne des FuEul-Unionsrahmens genügt.

5.4.5. Funktionen und Rollen

Zusammenfassend ergeben sich somit die in Abbildung 19 dargestellten Funktionen und Rollen:

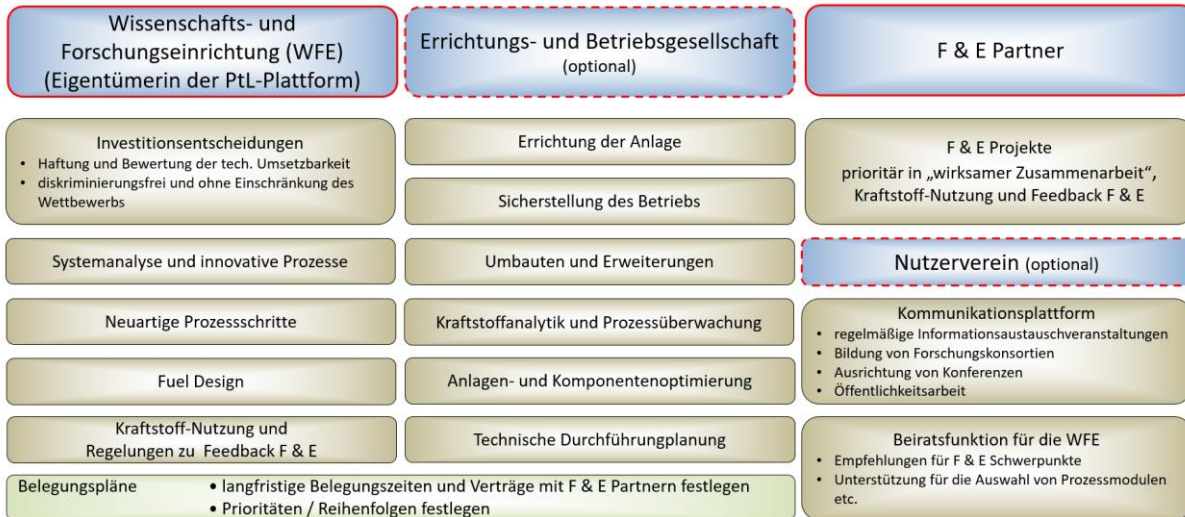


Abbildung 19. Funktionen und Rollen der Akteure im Organigramm

5.5. Geld- und Werteflüsse in der empfohlenen Organisationsstruktur

Im Folgenden werden die Geld- und Werteflüsse graphisch visualisiert, die bei der Umsetzung einer PtL-Plattform im skizzierten Organisationsmodell zu erwarten sind. Die Darstellung erfolgt dabei differenziert nach Forschung durch Dritte und Eigenforschung durch die WFE.

Die vorliegende Darstellung basiert auf einem möglichen, jedoch in jeder Hinsicht unverbindlichen Szenario. Verschiedene – und als solche über Fußnoten gekennzeichnete – Stellen wurden unter Hinzuziehung externen Sachverständigen plausibilisiert, aber nicht abschließend und im Detail rechtssicher geprüft.

5.5.1. Geld- und Werteflüsse bei Forschung durch Dritte an der PtL-Plattform

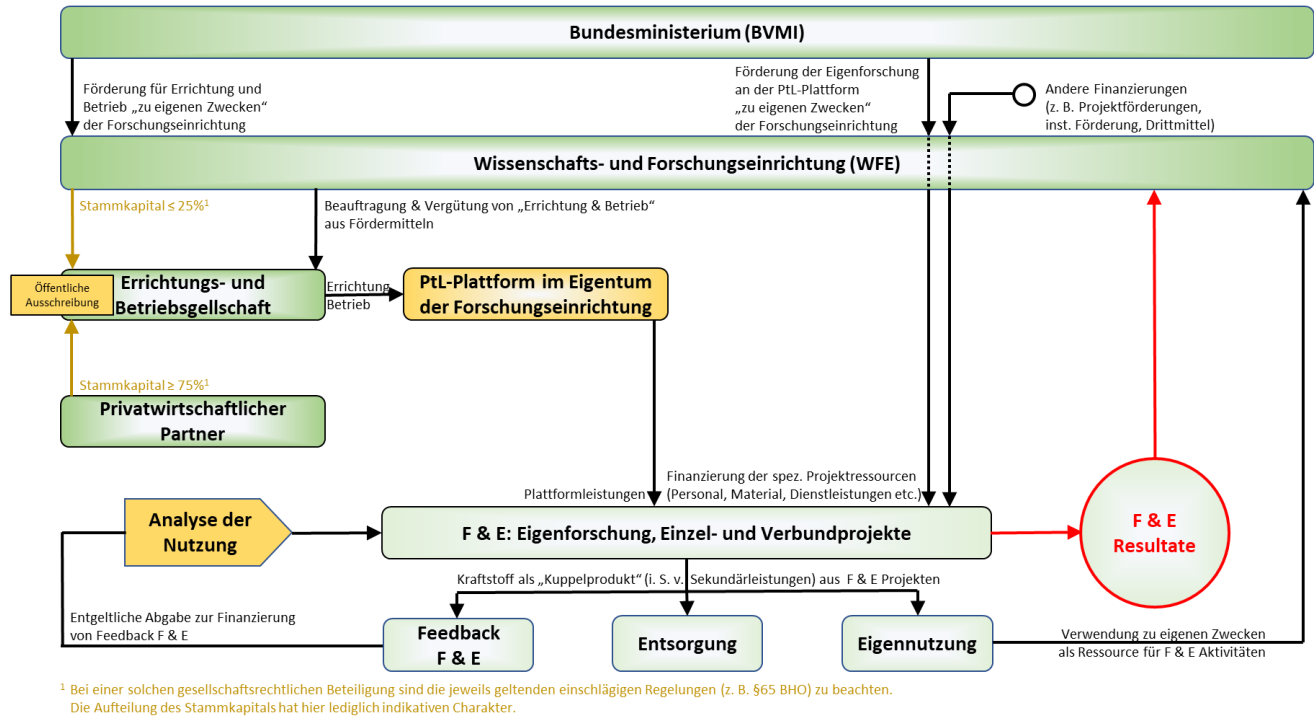


Abbildung 20. Geld- und Werteflüsse bei Forschung durch Dritte an der PtL-Plattform.

Beschreibung: Das BMVI fördert eine Wissenschafts- und Forschungseinrichtung (WFE) für die Errichtung und den Betrieb einer PtL-Plattform „zu eigenen Zwecken i. S. d. UStG“. Hinsichtlich der Errichtung und des Betriebs der PtL-Plattform bedient sich die WFE eines Joint-Ventures, das gemeinsam mit einem oder mehreren spezialisierten Unternehmen der Privatwirtschaft gegründet wird. Der oder die privatwirtschaftlichen Partner werden in einem öffentlichen Vergabeverfahren bestimmt.

Die Finanzierung der Errichtungs- und Betriebsleistungen erfolgt aus der Förderung, die die WFE erhält. Einnahmen aus Nutzungsgebühren, die F & E-Partner entrichten, werden voraussichtlich im Rahmen einer Fehlbearbeitungsfinanzierung gegengerechnet.

Möchten F & E Partner Forschung auf der PtL-Plattform betreiben, so erfolgt die Berechnung der Nutzergebühr entsprechend den Preisregelungen des FuEul-Unionsrahmens und unter Berücksichtigung, ob es sich um einen öffentlichen oder privatwirtschaftlichen Partner handelt. Diese Differenzierung ist z. B. hinsichtlich anfallender Abschreibungsbeträge (Abschreibung für Abnutzung (AfA)) notwendig, damit privatwirtschaftliche Partner keine unerlaubten Beihilfen erlangen. Somit existieren Preise inklusive eines Abschreibungsansatzes und Preise ohne einen solchen Ansatz. Privatwirtschaftlichen Partnern wird der zuerst genannte Satz in Rechnung gestellt;

damit beteiligt sich der privatwirtschaftliche Partner faktisch an der Reinvestition der Anlage. Öffentlichen Partnern wird der zweite Satz in Rechnung gestellt, da die Mittel zur Errichtung der Anlage aus staatlichen Mitteln resultieren und eine Doppelfinanzierung nicht gewünscht bzw. in der Regel nicht zulässig ist.

Neben der Nutzergebühr finanziert der F & E Partner spezifische Projektressourcen wie Personal, Material, Dienstleistungen etc., die im Umfang über die Kosten hinausgehen, die durch die Entrichtung der Nutzungsgebühr abgegolten wurden.

Die Forschung und Entwicklung auf der PtL-Plattform erfolgt in Gestalt von Einzelprojekten eines F & E Partners mit der WFE oder als Verbundprojekten mit mehreren Partnern und der WFE. Zwischen der WFE als Eigentümerin der PtL-Plattform und dem F & E Partner wird ein Nutzungsvertrag geschlossen. Vertragsgegenstand kann eine sog. „wirksame Zusammenarbeit“ i. S. d. FuEul-Unionsrahmen sein, eine Auftragsforschung oder eine Forschungsdienstleistung. Im Falle der wirksamen Zusammenarbeit teilen sich die WFE und der F & E Partner entsprechend der jeweiligen Interessen die F & E Ergebnisse. Im Falle von Auftragsforschung oder Forschungsdienstleistung gehören die F & E Ergebnisse in der Regel exklusiv dem F & E Partner. Ausgehend vom FuEul-Unionsrahmen und den dort geregelten Grenzwerten sind Mechanismen vorzusehen, die sicherstellen, dass das Volumen für Auftragsforschung und Forschungsdienstleistung unterhalb der geforderten Schwellen bleibt. Sofern Auftragsforschung oder Forschungsdienstleistung stattfinden, ist diese geringfügige unschädliche wirtschaftliche Tätigkeit (d. h. max. 20% der Ressource) von der nicht-wirtschaftlichen Tätigkeit über eine Trennungsrechnung abzubilden.

Der erzeugte Kraftstoff (siehe weitere Details in Kapitel 5.5.3), der neben dem primären F & E Resultat ein damit einhergehendes sekundäres Resultat der F & E Tätigkeit darstellt,

- a) ist bei mangelnder Qualität
- b) zu entsorgen,
- c) kann durch den F & E Partner zu eigenen Zwecken verwendet werden oder aber
- d) wird bei entgeltlicher Abgabe zur Finanzierung erforderlicher Feedback F & E verwendet.

Fazit: Die sog. wirksame Zusammenarbeit im Sinne des FuEul-Unionsrahmens ist die präferierte Form gemeinsamer Projekte der WFE mit einem oder mehreren F & E Partner(n). Auftragsforschung und Forschungsdienstleistungen (i. S. d. Unionsrahmen) sind auf ein Minimum zu begrenzen. Hierbei gelten die im Unionsrahmen genannten Grenzen (max. 20%) als verbindlich. Der Unionsrahmen ist darüber hinaus Grundlage der Preisgestaltung der Nutzungsgebühr; hierdurch werden unzulässige mittelbare Beihilfen ausgeschlossen.

5.5.2. Geld- und Werteflüsse bei Eigenforschung an der PtL-Plattform

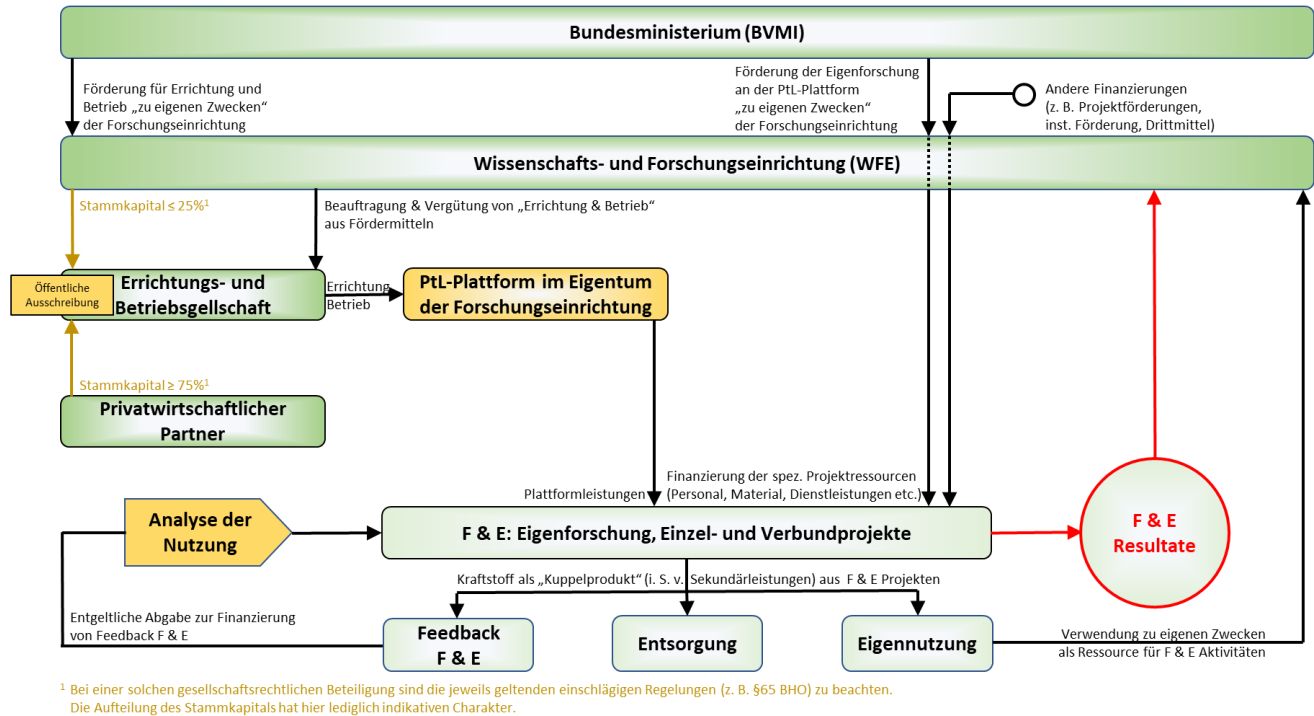


Abbildung 21. Geld- und Werteflüsse bei Eigenforschung an der PtL-Plattform.

Beschreibung: Die Eigenforschung der WFE an der PtL-Plattform gestaltet sich vergleichbar. Im Gegensatz zur Forschung durch Dritte entrichtet die WFE als Eigentümerin der Anlage jedoch keine Nutzungsentgelte. Für eigene Forschungsarbeiten sind ca. 25% der Betriebszeit oder 1 500 Betriebsstunden pro Jahr vorgesehen.

Um die gesteckten Forschungsziele zu erreichen, ist es sinnvoll, die WFE von vornherein mit F & E Mitteln für die Eigenforschung auszustatten. Diese Mittel wiederum können durch zusätzliche eigene oder weitere zugewendete Mittel ergänzt werden.

Die Eigenforschung kann alleine durch die WFE auf der PtL-Plattform betrieben werden. Darüber hinaus kann sich die WFE mit eigenen Forschungsinteressen im Rahmen der wirksamen Zusammenarbeit in Einzelprojekte (d. h. mit einem F & E Partner) oder in Verbundprojekte (mit mehreren F & E Partnern) einbringen. Wie in Verbundprojekten üblich, trägt in solchen Projekten jeder Partner die auf ihn entfallenden Kosten.

Fazit: Die Eigenforschung der WFE erfolgt im Rahmen von Einzelprojekten oder aber in Form von Teilprojekten innerhalb von Forschungskonsortien im Rahmen der wirksamen Zusammenarbeit. Solche Verbundprojekte mit mehreren Partnern werden vorrausichtlich den Regelfall darstellen.

5.5.3. Kraftstoffverwertung

Bei den F & E Tätigkeiten in Form einer solchen realitätsnahen PtL-Plattform wird zwangsläufig Kraftstoff produziert. Die entgeltliche Verwertung dieses Kraftstoffes könnte als eine relevante wirtschaftliche Tätigkeit i. S. d. EU Beihilferechts qualifiziert werden. Damit besteht das Risiko, dass die Zuwendung für die Errichtung und den Betrieb der PtL-Plattform als Beihilfe i. S. d. Art. 107 I AEUV eingestuft wird. Nachfolgend werden drei Fälle betrachtet.

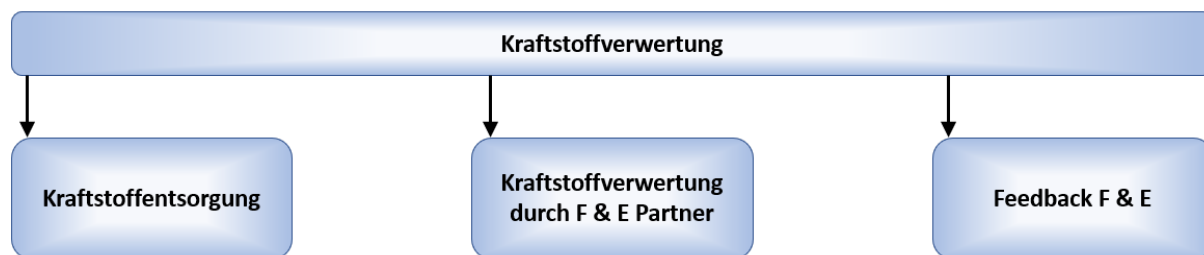


Abbildung 22. Möglichkeiten der Kraftstoffverwertung.

5.5.3.1 Fall 1 – Kraftstoffentsorgung

Der produzierte Kraftstoff muss entsorgt werden, da er nicht die Qualität hat, die eine weiterführende Nutzung zulässt. Die Kosten für die Entsorgung tragen die jeweiligen F & E Partner bzw. die WFE, wenn der Kraftstoff aus Aktivitäten der Eigenforschung resultiert. Nach Einschätzung der Kanzlei Oppenhoff³⁹ führt eine Entsorgung des minderwertigen Kraftstoffes nicht dazu, dass die staatliche Finanzierung der PtL-Plattform als Beihilfe i. S. d. Art. 107 I AEUV eingestuft werden muss. Es ist vertretbar zu argumentieren, dass die reine Entsorgung des Kraftstoffes durch beteiligte Projektpartner mangels Anbieten einer Leistung auf einem Markt keine wirtschaftliche Tätigkeit i. S. d. Beihilferechts darstellt. Insbesondere spricht dafür, dass die Kosten der Kraftstoffentsorgung durch die F & E Partner getragen werden sollen.

Daher wird das Risiko als gering eingestuft, dass die Entsorgung eine Tätigkeit mit Beihilferelevanz darstellen könnte.

³⁹ Unverbindliche Einschätzung: Oppenhoff & Partner Rechtsanwälte Köln, Konrad-Adenauer-Ufer 23, 50668 Köln, www.oppenhoff.eu.

5.5.3.2 Fall 2 – Kraftstoffverwertung durch F & E Partner (Eigennutzung und Feedback F&E)

Die beteiligten F & E Partner können über den produzierten Kraftstoff frei verfügen. Dabei erfolgt die Verwertung des Kraftstoffes (z. B. Eigenverbrauch, Verkauf) in der Verantwortung des jeweiligen F & E Partners, nicht aber durch die WFE. Auch in diesem Fall, wo den F & E Partnern der Kraftstoff zur selbständigen Verwertung überlassen wird, liegt entsprechend der vorgenannten Einschätzung mangels wirtschaftlicher Tätigkeit der PtL-Plattform-Eigentümerin keine Beihilfe i. S. d. Art. 107 I AEUV vor. Man kann davon ausgehen, dass sich die F & E Partner die Verfügungsrechte über den Kraftstoff bereits zu Beginn ihrer Forschungstätigkeit – also vor Produktion des Kraftstoffes – in entsprechenden Regelungen von F & E Verträgen einräumen bzw. sichern werden. Es fehlt somit an einem Anbieten einer Ware oder Dienstleistung durch die WFE auf einem Markt.

Sofern ein Verkauf des Kraftstoffes auf dem Markt erfolgt, geschieht dies ebenfalls ohne Beteiligung oder finanzielle Unterstützung durch die Wissenschafts- und Forschungseinrichtung, sondern ausschließlich durch die jeweiligen F & E Partner. Die Verkaufstätigkeit der F & E Partner kann daher auch nicht der WFE zugerechnet werden, da die F & E Partner den Kraftstoff eigenverantwortlich verwerten – sprich im eigenen Namen, auf eigene Rechnung oder durch Beauftragung eines Dritten (z. B. eines Maklers). Die Nutzung der PtL-Plattform endet folglich mit der Herstellung des Kraftstoffes im Rahmen der nicht-wirtschaftlichen Tätigkeit.

Daher wird auch hier das Risiko als gering gesehen, dass die Kraftstoffverwertung durch F & E Partner als eine Tätigkeit mit Beihilferelevanz eingestuft wird.

5.5.3.3 Fall 3 – Kraftstoffverwertung durch die WFE (Eigennutzung und Feedback F&E)

Die Kraftstoffverwertung „zu eigenen Zwecken der WFE“ erfolgt ausschließlich als Ressource für F & E Aktivitäten. Faktisch bedeutet dies, dass der erzeugte Kraftstoff in diesem Fall weder unmittelbar noch mittelbar verkauft wird, sondern durch die WFE für eigene F & E (z.B. eigene Testkampagnen) verwendet wird.

Davon zu unterscheiden ist der Fall, wenn die WFE den Treibstoff zu Zwecken von Technologiefolgebetrachtungen einer entgeltlichen Verwertung zuführt. In diesem speziellen Fall erfolgt der Verkauf des Kraftstoffes z. B. durch einen zu diesem Zweck beauftragten unabhängigen Dritten, dem der Treibstoff in Kommission zur Verfügung gestellt wird.

Bei der Verwertung von Kraftstoffen durch einen Dritten, die mit der Absicht erfolgt, die aus der Verwertung resultierenden Erlöse für Technologiefolgebetrachtungen (Feedback F & E) einzusetzen, sind folgende beihilferechtlichen Aspekte zu betrachten:

- Schließt die Verwertung zwecks Feedback F & E bereits eine wirtschaftliche Tätigkeit der Verwertungsstelle i. S. d. Beihilferechts aus?
- Kann die Verwertung – sofern sie doch eine wirtschaftliche Tätigkeit darstellt – überhaupt der WFE zugerechnet werden?

Man kann die Auffassung vertreten, dass die Verkaufstätigkeit des Kraftstoffes durch einen Dritten schon keine wirtschaftliche Tätigkeit i. S. d. Art. 107 I AEUV darstellt, weil sie Teil einer F & E Tätigkeit ist und daher als nicht-wirtschaftliche Tätigkeit qualifiziert werden kann. Insbesondere, da die Verwertungstätigkeit, die zwecks Erlangung wissenschaftlicher Erkenntnisse erfolgt, als „experimentelle Entwicklung“ i. S. d. FuEul-Unionsrahmen qualifiziert werden kann. Darüber hinaus lässt sich auch argumentieren, dass die Verwertung des Kraftstoffes zwecks Feedback F & E auch deswegen keine wirtschaftliche Tätigkeit darstellt, weil sie eine Art „Wissenstransfer“ an die Endnutzer des Kraftstoffes beinhaltet und die Erlöse aus der Verwertung zur Finanzierung der begleitenden Forschungstätigkeit genutzt werden. Entsprechend dem FuEul-Unionsrahmen stellen Erlöse aus der Verwertung von durch F & E Tätigkeiten generiertem Know-How keine wirtschaftliche Tätigkeit dar, sofern die Gewinne aus dem Wissenstransfer in die nicht-wirtschaftlichen Tätigkeiten der WFE vollständig reinvestiert werden. Da die Nutzung der nachhaltigen Kraftstoffe bei den Endverbrauchern in Luftfahrt, Schifffahrt und Bodenverkehr wissenschaftlich begleitet wird, werden die aus der Praxis gezogenen Erkenntnisse auch den jeweiligen Endnutzern zugutekommen. Dieser Tatbestand kann als „Wissenstransfer“ qualifiziert werden. Allerdings lässt sich das wirtschaftliche Element – das Anbieten des Kraftstoffes auf einem Markt – in dieser Betrachtung nicht ignorieren, so dass immer noch die Gefahr bestünde, dass die Verwertung des Kraftstoffes zwecks Feedback F & E eine wirtschaftliche Tätigkeit i. S. d. Beihilferechts darstellt, weil es auf den Zweck der Verwertungstätigkeit nicht ankommt, sondern auf deren Auswirkungen auf den Markt als staatlich subventioniertes Angebot.

Sofern der Verkauf des Kraftstoffes am Markt durch einen Dritten (z. B. Makler) als wirtschaftliche Tätigkeit i. S. d. Beihilferechts zu qualifizieren ist, ist jedoch fraglich, ob diese Tätigkeit der WFE zugerechnet werden kann. Denn nur für diesen Fall ist die WFE unternehmerisch tätig und somit Empfänger einer Beihilfe. Die Verkaufstätigkeit des Dritten lässt sich aus guten Gründen nicht der WFE zurechnen, da er unabhängig und wirtschaftlich selbständig agiert. Die WFE hat bspw. keine Einflussmöglichkeiten auf die Verkaufskonditionen. Der WFE dürfen dabei keine Erlöse aus der Verwertung des Kraftstoffes zufließen bzw. die generierten Erlöse müssen ausschließlich zur Finanzierung von Feedback F & E genutzt werden. Damit wird die WFE den Kraftstoff nicht als verantwortliche Stelle in einem Markt anbieten und somit keine wirtschaftliche Tätigkeit ausüben.

Über die dargestellte Argumentation hinaus bzw. ergänzend zu dieser, sprechen drei wesentliche Merkmale gegen eine relevante wirtschaftliche Tätigkeit:

- a) Die Erträge aus der Verwertung des Kraftstoffes werden ausschließlich in die nicht-wirtschaftliche F & E Tätigkeit der WFE reinvestiert, oder
- b) die staatlichen Zuwendungen übersteigen nicht die anfallenden Kosten für die nicht-wirtschaftliche F & E Tätigkeit und der Kraftstoffverkauf stellt eine unbedeutende Nebentätigkeit zur nicht-wirtschaftlichen F & E Tätigkeit dar, oder
- c) eine drohende Wettbewerbsverfälschung in der EU ist mit dem Hinweis auf die geringe Kraftstoffproduktionsmenge ist.

Es verbleibt ein gewisses Risiko, dass die EU-Kommission im aufgezeigten Szenario eine Beihilfe an die WFE annehmen könnte. Dieses Risiko wird jedoch aus Sicht des Verfassers als moderat eingestuft. Aufgrund fehlender Rechtsprechung der europäischen Gerichte zu diesem Sachverhalt besteht die Gefahr, dass diese Argumentationslinien seitens der EU-Kommission nicht geteilt werden. Des Weiteren zeigt die Entscheidungspraxis, dass eine Verwertung von Sekundärerzeugnissen aus nicht-wirtschaftlicher Tätigkeit grundsätzlich als wirtschaftliche Tätigkeit und somit als Beihilfeleistung eingestuft wird.

Außerdem lässt das voraussichtlich benötigte Zuwendungsvolumen keine Freistellung von der Anmeldepflicht nach der Europäischen Allgemeinen Gruppenfreistellungsverordnung (AGVO) zu, da die relevanten Schwellenwerte i. S. d. Art. 4 AGVO überschritten werden.

Daher sollte angestrebt werden, dass eine solche entgeltliche Verwertung, wie sie zuvor skizziert wurde, nicht erfolgt. Beispielweise dadurch, dass von der Möglichkeit der Nutzung des zuvor erzeugten Kraftstoffs innerhalb von Forschungskonsortien und unter Einbeziehung der Kraftstoff-Nutzerperspektive Gebrauch gemacht werden. Ggf. könnte es auch erforderlich werden, verwertbaren Treibstoff in vertretbaren Mengen zu entsorgen.

Zur Auflösung der Problemstellung empfiehlt sich für diesen Fall eine Beihilfeanmeldung (sog. Notifizierungsverfahren, ggf. mit einer vorgeschalteten Pränotifizierung) bei der EU-Kommission. Entsprechend Artikel 108 AEUV wären hierbei folgende Möglichkeiten denkbar:

1. Beschluss über das Nichtvorliegen einer Beihilfe und einer Genehmigungspflichtigkeit,
2. Beschluss über das Vorliegen einer Beihilfe, die aber mit dem EU-Recht vereinbar ist,

3. Einleitung eines förmlichen Prüfverfahrens mit einer Dauer von i. d. R. 18 Monaten ab Eröffnung des förmlichen Prüfverfahrens.

Wird – entgegen der dargelegten Einschätzungen – die Maßnahme als Beihilfe bewertet, ist nur eine partielle Förderung durch das BMVI möglich. Die erforderliche Gegenfinanzierung ergibt sich dann aus den im FuEul-Unionsrahmen genannten Förderquoten, die vom technologischen Reifegrad der Maßnahme und der Einordnung als Forschung oder Forschungsinfrastruktur abhängig sind. Hiermit geht dann ebenfalls einher, dass die zuvor skizzierten beihilferechtlichen Restriktionen deutlich abgemildert werden und neue organisatorische Überlegungen angestellt werden sollten. Diese Veränderung der Prämissen wird in dieser Darstellung nicht weiter betrachtet.

5.5.3.4 Ausschluss möglicher (mittelbarer) Beihilfen an F & E Partner

Zwar nicht unter das Thema „Verwertung von Kraftstoff“ fallend, aber im Kontext möglicher Beihilfen, wird nachfolgend dargelegt, welche Regelungen zu beachten sind, damit mittelbare Beihilfen unterbleiben.

Wird die PtL-Plattform im Rahmen eines Auftragsverhältnisses zwischen der WFE und einem oder mehreren F & E Partnern genutzt, erfolgt dies zu Konditionen, die den Preisregelungen des FuEul-Unionsrahmens entsprechen.

Konkret bedeutet dies, dass darauf zu achten ist, dass den F & E Partner keine mittelbare staatliche Beihilfe durch vergünstigte Nutzungskonditionen gewährt wird. Um dies sicherzustellen, sind nachfolgend Voraussetzungen festgehalten, die regelmäßig keine mittelbaren staatlichen Beihilfen bei gemeinsamen Kooperationsvorhaben von Unternehmen und der WFE vermuten lassen:

- a) Die beteiligten Unternehmen tragen sämtliche Kosten des Vorhabens, oder
- b) die Ergebnisse der Zusammenarbeit, für die keine Rechte des geistigen Eigentums begründet werden, können weiter verbreitet werden, und etwaige Rechte des geistigen Eigentums, die sich aus den Tätigkeiten der WFE ergeben, werden in vollem Umfang der WFE zugeordnet, oder
- c) sich aus dem Vorhaben ergebende Rechte des geistigen Eigentums sowie damit verbundene Zugangsrechte werden den verschiedenen Kooperationspartnern in einer Weise zugewiesen, die ihrer Arbeit, ihren Beiträgen und ihren jeweiligen Interessen angemessen Rechnung tragen, oder
- d) die WFE

- e) erhält für die sich aus ihren Tätigkeiten ergebenden Rechte des geistigen Eigentums, die den beteiligten Unternehmen zugewiesen werden oder für die den beteiligten Unternehmen Zugangsrechte gewährt werden, ein marktübliches Entgelt.

Es darf nur im eingeschränkten Maße Auftragsforschung und Forschungsdienstleistung betrieben werden.⁴⁰ Für den Fall, dass auf der PtL-Plattform Auftragsforschung oder Forschungsdienstleistungen betrieben werden, ist eine mittelbare Beihilfe an die Auftraggeber i. d. R. ausgeschlossen, wenn nachfolgende Voraussetzungen erfüllt sind:

- a) Die Nutzung der PtL-Plattform in der Qualität von Forschungsdienstleistungen oder im Rahmen einer Auftragsforschung erfolgt zum Marktpreis.
- b) Wenn es keinen Marktpreis gibt, erbringt die WFE die Tätigkeiten zu einem Preis, der
- den Gesamtkosten der Dienstleistung entspricht und im Allgemeinen eine Gewinnspanne umfasst, die sich an den Gewinnspannen orientiert, die von den im Bereich der jeweiligen Dienstleistung tätigen Unternehmen im Allgemeinen angewandt werden, oder
 - das Ergebnis von nach dem Arm's-Length-Prinzip geführten Verhandlungen ist, bei denen die WFE in ihrer Eigenschaft als Dienstleister verhandelt, um zum Zeitpunkt des Vertragsschlusses den maximalen wirtschaftlichen Nutzen zu erzielen, wobei sie zumindest ihre Grenzkosten deckt.

⁴⁰ Die für die Auftragsforschung / Forschungsdienstleistungen jährlich zugewiesene Kapazität darf nicht mehr als 20% der jährlichen Gesamtkapazität der PtL-Plattform übersteigen.

Fazit: Mit der Forschungstätigkeit geht unvermeidlich die Herstellung von Kraftstoff einher. Die Entsorgung bei mangelnder Qualität oder die Verwendung des Kraftstoffs zu eigenen Zwecken – d. h. Zwecken der WFE oder Zwecken des F & E Partners – sind hierbei unter beihilferechtlichen Gesichtspunkten als unkritisch anzusehen. Dies trifft auch für die direkte entgeltliche Abgabe des Kraftstoffs durch einen F & E Partner oder einem von ihm beauftragten Dritten und die Reinvestition der erzielten Erlöse in Technologiefolgebetrachtungen zu.

Problematisch hingegen sind die entgeltliche Abgabe des Kraftstoffs am Markt durch die WFE oder einen von ihr beauftragten Dritten, auch bei dem Einsatz erzielter Erlöse in Technologiefolgebetrachtungen.

Daher wird ausdrücklich empfohlen, diese Sachverhalte im Rahmen der einschlägigen Verfahrensweisen gegenüber der EU-Kommission transparent zu machen.

Ggf. mit der Folge, dass zur Verhinderung von Marktverzerrungen verwendbarer Kraftstoff in Einzelfällen vernichtet werden muss, soweit anderweitiger Verwertung der beihilferechtlichen Genehmigung entgegenstünde.

5.6. Steuerrechtliche Bewertung der empfohlenen Organisationsstruktur

Die steuerlichen Aspekte der hier tabellarisch dargestellten Überlegungen können nur grobe Annahmen darstellen und hängen von den jeweiligen steuerlichen Verhältnissen der Beteiligten ab.

Tabelle 19. Steuerrechtliche Bewertung.

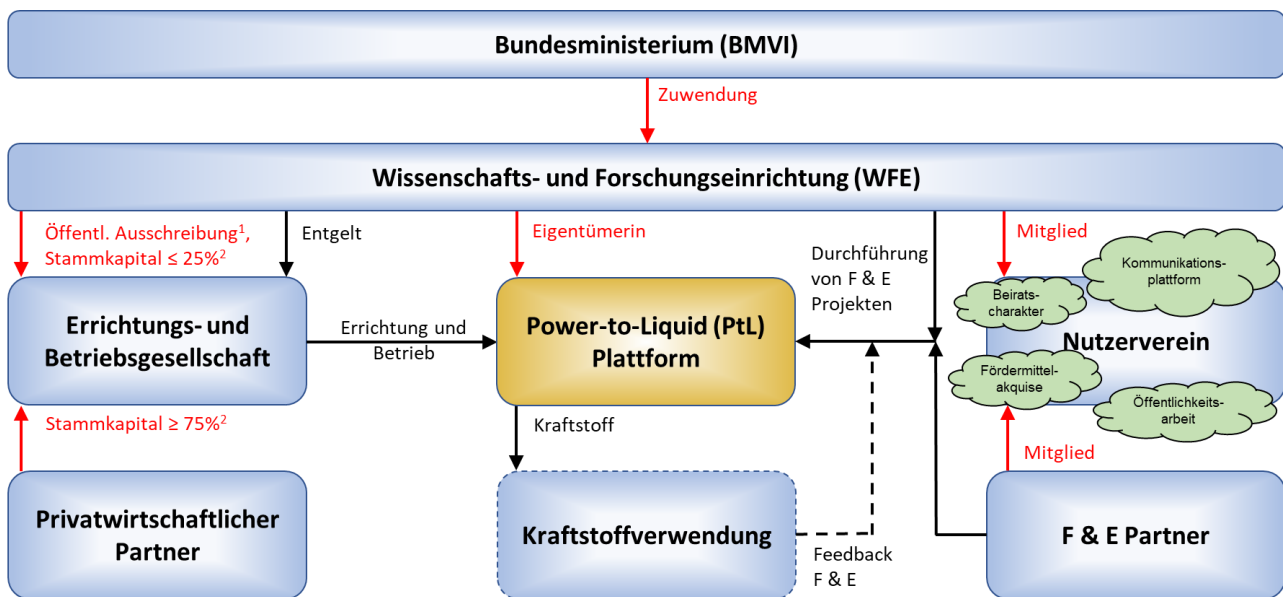
Thematik	Steuerart	Bewertung
Zuwendung	Umsatzsteuer	Erhält die WFE die Zuwendung für die Errichtung, den Betrieb und die Forschung an der Anlage zu ihren Zwecken, handelt es sich nicht um einen Leistungsaustausch und damit auch nicht um eine umsatzsteuerbare Leistung. Hinsichtlich dieser Fragestellung müssen die Zuwendungsbedingungen eindeutig sein.
Forschungs- und Entwicklungsaufträge	Ertragsteuer	Solche Aufträge sind in der Regel nicht dem sog. wirtschaftlichen Geschäftsbetrieb oder Betrieb gewerblicher Art der WFE zuzuordnen; sie sind damit von der Ertragsteuer befreit. Dies trifft dann zu, wenn die einschlägigen ertragsteuerlichen Kriterien einer Auftragsforschung (entsprechend der steuerlichen, nicht der beihilferechtlichen Definition) erfüllt sind oder relevante Sachverhalte aufgrund von Sonderregelungen wie den § 68 Nr. 9 AO greifen.
Entgeltliche Verwertung von Kraftstoffen	Ertragsteuer	Es kann davon ausgegangen werden, dass die Erlöse der Ertragsteuer unterliegen. Steuerermindernd können allenfalls solche Kosten gegengerechnet werden, die für den reinen Logistikvorgang anfallen. Hierunter fallen jedoch nicht die Herstellungskosten, da es sich um eine mit der Forschungstätigkeit (und den damit verbundenen Kosten) einhergehende Erzeugung von Kraftstoff handelt.
Gemeinnützigkeit des Nutzervereins	Ertragsteuer	Es besteht keine Notwendigkeit, dass dem Nutzerverein die Gemeinnützigkeit zuerkannt wird.

Fazit: Bei einer formal korrekten Implementierung des Modells sind zunächst keine ungewöhnlichen steuerlichen Fragestellungen erkennbar.

5.7. Zusammenfassung

Auf einer Power-to-Liquid Plattform (nachfolgend PtL-Plattform) soll in Form einer Forschungsinfrastruktur ein PtL-Anlagenkomplex mit Forschungs- und Demonstrationsstrang errichtet und betrieben werden, um u.a. die Tauglichkeit einer erprobten Verfahrensweise im industriellen Maßstab nachzuweisen und neue innovative Technologien hochzuskalieren. Zum Forschungsgegenstand zählt nicht nur alleine die Kraftstoffproduktion, sondern auch die wissenschaftliche Betrachtung der vollständigen Wertschöpfungskette von der Produktion bis zum Konsumenten. Um ein solches Vorhaben in Form einer PtL-Plattform umzusetzen, bedarf es voraussichtlich einer Investition von ca. 300 Mio. Euro. Zusätzlich würden Sach- und Personalmittel in 2-stelliger Millionenhöhe pro Betriebsjahr für den Betrieb notwendig werden.

In Abbildung 23 wird ein Modell vorgestellt, das u. E. für die administrative und organisatorische Ausgestaltung einer PtL-Plattform als geeignet erachtet wird. Dies schließt jedoch nicht aus, dass auch andere Ausgestaltungskonstellationen möglich wären.



¹ Die öffentliche Ausschreibung regelt in der Leistungsbeschreibung die Errichtungs- und Betriebsbeauftragung und fragt optional die Bereitschaft einer gesellschaftsrechtliche Beteiligung an.
² Bei einer solchen gesellschaftsrechtlichen Beteiligung sind die jeweils geltenden einschlägigen Regelungen (z. B. §65 BHO) zu beachten.
 Die Aufteilung des Stammkapitals hat hier lediglich indikativen Charakter.

Abbildung 23. Mögliches Modell für die administrative und organisatorische Ausgestaltung einer Entwicklungsplattform für PtL Kraftstoffe.

In diesem Modell erfolgt die Finanzierung der PtL-Plattform über eine Zuwendung des BMVI an eine Wissenschafts- und Forschungseinrichtung (WFE), die Eigentümerin der PtL-Plattform werden soll. Die PtL-Plattform wird somit keine eigene Rechtspersönlichkeit besitzen.

Die Errichtung der PtL-Plattform erfolgt u. E. als Forschungsinfrastruktur für nicht-wirtschaftliche Tätigkeiten und unterliegt dabei dem Unionsrahmen für staatliche Beihilfen zur Förderung von Forschung, Entwicklung und Innovation (FuEul) in der aktuellen Fassung⁴¹. Auf der PtL-Plattform wird unabhängige Forschung und Entwicklung (F & E) zur Erweiterung von Wissen und Verständnis durchgeführt. Einhergehend mit der angestrebten F & E entsteht als Sekundärleistung – zwangsläufig – die Produktion von Kraftstoff. Dieser Kraftstoff ist entweder aufgrund mangelnder Qualität zu entsorgen oder er wird durch die Nutzer der PtL-Plattform verwertet oder im Zuge einer Technologiefolgebetrachtung (Feedback F & E) verwendet. Die geplanten Forschungsthemen sind daher nicht auf die Herstellung des Kraftstoffes beschränkt, sondern reichen bis zum Einsatz des Kraftstoffes und den hiermit einhergehenden Technologiefolgewirkungen.

Die WFE verwendet die zugewendeten Mittel in einem öffentlichen Vergabeverfahren zur Gewinnung eines privatwirtschaftlichen Partners, der die Errichtung und den Betrieb der Anlage übernimmt. Dies beinhaltet z. B. die Errichtung der Anlage sowie deren Betrieb, die Durchführung von Umbauten oder Erweiterungen der Anlage (soweit erforderlich) sowie die technische Durchführungsplanung. Diese Leistungserbringung kann entweder in einem direkten Auftraggeber- und Auftragnehmerverhältnis erfolgen. Oder aber in Form eines Gemeinschaftsunternehmens, das hinsichtlich seiner Prozesse speziell auf die Belange der PtL-Plattform ausgerichtet ist. Bei einer solchen gesellschaftsrechtlichen Beteiligung der WFE sind die jeweils geltenden einschlägigen Regelungen (z. B. § 65 BHO; Beteiligungsumfang) zu beachten.

Das skizzierte Modell sieht auch einen Nutzerverein – beispielsweise als eingetragener Verein – vor. Mitglieder dieses Nutzervereins sind Organisationseinheiten, die die PTL-Plattform für ihre Forschungs-, Entwicklungs- und Wissenschaftsaktivitäten nutzen möchten (F & E Partner). Auch die Eigentümerin der PtL-Anlage, die WFE, ist Vereinsmitglied. Der Nutzerverein soll als Format dienen, um die von der WFE vorgegebenen Zugangsvoraussetzungen zur PtL-Plattform transparent und diskriminierungsfrei umzusetzen. Im skizzierten Modell ergreift die WFE die Initiative, um einen solchen Nutzerverein zu gründen. Nachfolgend wird davon ausgegangen, dass sich solch ein Nutzerverein bildet. Der Nutzerverein erbringt jedoch weder eine Dienstleistung für die WFE noch für die Errichtungs- und Betriebsgesellschaft. Kommt ein solcher Nutzerverein nicht zustande, sind die beim Nutzerverein verorteten Aktivitäten durch die zuvor genannte WFE selbst wahrzunehmen.

⁴¹ Aktuell: Unionsrahmen für staatliche Beihilfen zur Förderung von Forschung, Entwicklung und Innovation vom 27. Juni 2014 (ABl. C 198 vom 27.6.2014, S. 1) in der Fassung der Mitteilung der EU-Kommission C (2020) 4355 final vom 2. Juli 2020 (ABl. C 224 vom 8.7.2020, S. 2)

Die F & E Partner können bei der WFE Projekte zur Nutzung der PtL-Plattform platzieren. Projekte werden primär so durchgeführt, dass die beihilferechtlichen Kriterien einer wirksamen Zusammenarbeit⁴² erfüllt sind. Je nach konkreter Organisation des Vorgangs ist hierbei voraussichtlich auch eine umfassende Einbeziehung der Errichtungs- und Betriebsgesellschaft (Stichworte: Belegung, Betriebssicherheit) erforderlich. Die F & E Partner haben für die Nutzung der PtL-Plattform eine Nutzergebühr zu entrichten.

⁴² Unter wirksamer Zusammenarbeit im Sinne des Unionsrahmens für staatliche Beihilfen zur Förderung von Forschung, Entwicklung und Innovation (Fn. 1) versteht man eine arbeitsteilige Zusammenarbeit von mindestens zwei unabhängigen F & E Partnern hinsichtlich eines Wissens- oder Technologieaustauschs oder einer gemeinsamen festgelegten Forschungszielsetzung eines Verbundprojektes, bei dem die F & E Partner einen Beitrag zur Durchführung leisten und sich Risiken und Ergebnisse teilen. Bei einer wirksamen Zusammenarbeit können die Gesamtkosten des Vorhabens von einem oder mehreren F & E Partnern getragen werden, so dass bestimmte F & E Partner von finanziellen Risiken eines Vorhabens befreit werden können. Ausgeschlossen von einer wirksamen Zusammenarbeit sind Auftragsforschung sowie die Erbringung von Forschungsdienstleistungen.

6. Betriebs- und Gesamtkosten

6.1. Einleitung

In den Kapiteln 3.4 und 4.8 wurden bereits die Kosten für die Erstausrüstung des Demonstrations- und des Forschungsstrangs dargelegt. Neben diesen Investitionen soll die PtL-Entwicklungsplattform jedoch auch betrieben und beforscht werden, wodurch weitere Kosten anfallen. Basierend auf der in Kapitel 5 dargestellten Organisationsstruktur wird daher im Folgenden zunächst der Personalbedarf ermittelt, um sodann – unter Einbeziehung von Verbrauchs- und Bereithaltungskosten – die sich ergebenden Betriebskosten zu ermitteln. Hier wird auch ein Budget für Eigenforschung der Wissenschafts- und Forschungseinrichtung als Trägerin der PtL-Plattform berücksichtigt. Zusammen mit den vorgenannten Investitionskosten ergibt sich daraus ein mögliches Gesamtbudget.

6.2. Personalbedarf einer Entwicklungsplattform für PtL-Kraftstoffe

Im folgenden Kapitel wird der Personalbedarf für Errichtung und Betrieb einer Entwicklungsplattform für PtL-Kraftstoffe sowie für Forschung an der Entwicklungsplattform aufgezeigt. Der Personalhochlauf wird detailliert in Kapitel 6.5 behandelt.

6.2.1. Errichtungs- und Betriebsgesellschaft

Die Errichtungs- und Betriebsgesellschaft ist hauptsächlich für die Errichtung der Entwicklungsplattform sowie für die Sicherstellung und Durchführung des ordnungsgemäßen Betriebs der Anlage zuständig. Genauer sind die entsprechenden Aufgaben in Kapitel 0 definiert.

Basierend auf Erfahrungen und Informationen, Zahlen und Strukturen von Betreiberfirmen, welche semi-industriell in kleintonnagigen Umsätzen tätig sind und sich parallel mit Technologieentwicklung und Scale-Up von Technologien beschäftigen, sind die Zahlen für das indirekte und direkte Team der Betreibergesellschaft abgeschätzt wurden. Unter dem indirekten Team versteht man das Personal, welches die Gesellschaft entsprechend der gesetzlichen, behördlichen Vorgaben repräsentiert und führt und sich außerdem um die Repräsentation und Öffentlichkeitsarbeit der Gesellschaft kümmert sowie alle administrativen Belange rundum das eigene Personal regelt.

Das direkte Team setzt sich aus gewerblichen Mitarbeitern zusammen, welche den Betrieb der EPP sicherstellen und mögliche Partnerfirmen führt, welche für die Instandhaltung und den Betrieb erforderlich sind. Parallel zu der Betriebsmannschaft ist ein Projektteam erforderlich, um Umbauten der EPP für neue Demonstrationszwecke zu planen, steuern und realisieren. Die Hauptaufgaben dieses Teams liegen neben der qualitativen / finanziellen Überwachungen der Projekte vor allem im Steuern der Projektpartner. Bei der Besetzung der technischen Teams ist auf eine, dem aktuellen industriellen Standard folgend, ausgewogene Besetzung der Fachgewerke zu achten, um alle technischen Aufgaben erkennen und erfüllen zu können. Übergeordnet werden die Kampagnen der EPP und eventuell erforderliche Umbauarbeiten für neue Demonstrationsprojekte von der technischen bzw. Produktionsleitung der Betriebsgesellschaft geführt und organisiert. Für den Produktionsbetrieb muss entsprechendes Schichtpersonal für einen Betrieb mit 24 Stunden an 7 Tagen pro Woche vorgesehen werden.

In Tabelle 20 ist der Personalbedarf entlang der benötigten Kompetenzen detailliert aufgeschlüsselt. Hierin ist das technische Betriebspersonal, sowohl für den Demonstrations- als auch für den Forschungsstrang, enthalten.

Tabelle 20. Personalbedarf und -kosten Errichtungs- und Betriebsgesellschaft. Der Personalthochlauf wird detailliert in Kapitel 6.5 behandelt.

Beschreibung	Anzahl Mitarbeitende (MA)	ab Monat
Geschäftsleitung, inkl.		
- Assistenz	5 MA	1, 12
- internen Beauftragten		
- Umweltmanagement-/ Qualitätsmanagement-Beauftragten		
Marketing, Beschaffung, Buchhaltung	6 MA	1
F & E, Kraftstoffanalytik und Prozessüberwachung	10 MA (5 Analytik)	1, 36
Operative Leitung/ Personal/ Behördenkontakte	3 MA	1
Technik und Investitionen		
- 6 Gewerbliche (IT und Instandhaltung)	9 MA	1, 24
- mind. 3 Projektleiter für Anlagenumbauten		
Produktionsplanung	2 MA	48
Schichtleitung	5 MA	48
Schichtpersonal (Demonstrations- + Forschungsmodul)	20 + 5 MA	48
Gesamtsumme Personal	65 MA	
Gesamtkosten Personal	5,4 Mio € / a	

Die zugrunde liegenden Personalkostensätze orientieren sich an typischen Werten für eine gewerbliche Gesellschaft aus dem Anlagenbau und betragen, mit entsprechend schlanker Organisationsstruktur und entsprechend definiertem Overhead, durchschnittlich 83.000 Euro / PJ für das Jahr 2022. Für den zeitlichen Verlauf der Kosten wurde eine Kostensteigerung von 2% / a angenommen (s. Kapitel 6.5).

6.2.2. Forschungsbetrieb

Entlang der in Kapitel 4.10 identifizierten Forschungsleitfragen sollen an der Plattform Forschungsarbeiten zu unterschiedlichen Themen durchgeführt werden. Ein entsprechend thematisch aufgeschlüsselter Personalbedarf ist in Tabelle 21 dargestellt.

Tabelle 21. Personalbedarf und -kosten Forschungsbetrieb. Der Personalthochlauf für den Forschungsbetrieb wird detailliert in Kapitel 6.5 behandelt.

Beschreibung	Anzahl Mitarbeitende (MA)	ab Monat
Systemanalyse und innovative Prozesse	9 MA	1-24
Kraftstoff-Nutzung und Marktbegleitung	6 MA	1-24
Neuartige Prozess-Schritte	9 MA	1-24
Fuel Design	6 MA	1-24
Gesamtsumme Personal F & E	30 MA	
Gesamtsumme Personalkosten F & E	5,4 Mio € / a	

Insgesamt werden für Forschung und Entwicklung ca. 30 Mitarbeitende benötigt, wozu zusätzlich noch Mitarbeitende der Errichtungs- und Betriebsgesellschaft kommen, die Forschungsarbeiten z. B. im Bereich Kraftstoffanalytik und Anlagenoptimierung durchführen. Diese sind aufgrund der notwendigen engen Verzahnung mit dem Anlagenbetrieb organisatorisch nicht der Forschungsgesellschaft zugeordnet.

Die zugrunde liegenden Personalkostensätze orientieren sich an typischen Werten für eine Forschungseinrichtung und betragen durchschnittlich 180.000 Euro / PJ für das Jahr 2022. Für den weiteren Kostenhochlauf (vgl. Kapitel 6.5) wird eine jährliche Kostensteigerung von 2% angenommen.

6.2.3. Nutzerverein

Ein mögliches Instrument zur Netzwerkbildung und Integration von wissenschaftlichen und gewerblichen Partnern stellt ein Nutzerverein dar, der in Kapitel 5.4.3 detailliert beschrieben wird. Die Kosten eines solchen

Nutzerverein würden sich aus Mitgliedsbeiträgen finanzieren und würden nicht von der geplanten Förderung umfasst.

Der Nutzerverein nimmt Aufgaben zur Vernetzung seiner Mitglieder wahr, unterstützt bei der Bildung von Forschungs-Konsortien, und kann Empfehlungen für F & E Schwerpunkte aussprechen sowie bei der Auswahl von Prozessmodulen unterstützen. Ebenso sollen Konferenzen und Workshops organisiert werden, und die interessierte Öffentlichkeit zu Arbeiten des Nutzervereins informiert werden. Hierzu werden voraussichtlich 2 Mitarbeitende benötigt, deren Aufgaben in Tabelle 22 detailliert sind.

Tabelle 22. Personalbedarf und -kosten Nutzerverein. Der Personalthochlauf wird detailliert in Kapitel 6.5 behandelt.

Beschreibung	Anzahl Mitarbeitende (MA)	ab Monat
Leitung Geschäftsstelle	1 MA	1
Öffentlichkeitsarbeit, Organisation und Vernetzung	1 MA	1
Gesamtsumme Personal Nutzerverein	2 MA	
Gesamtsumme Personalkosten Nutzer-Verein (Deckung aus Mitgliedsbeiträgen)	ca. 360 T€ / a	

Die zugrunde liegenden Personalkostensätze entsprechen den Sätzen einer Forschungseinrichtung und betragen durchschnittlich 180.000 Euro / PJ.

Beispielhaft wird im Folgenden eine mögliche Gestaltung der Mitgliedsbeiträge für den Nutzerverein dargestellt. Hierbei fallen Mitgliedsbeiträge abhängig von Arbeitsumfang der Geschäftsführung, der Anzahl der Mitglieder des Nutzervereins und in unterschiedlichen Beitragsstufen (eingestuft etwa nach Forschung oder Industrie bzw. Mitarbeiterzahl) an. Beispielhaft ist folgende Ausgestaltung der Mitgliedsbeiträge möglich:

- Typ 1: Industrieunternehmen
- Typ 2: KMUs (weniger als 250 Mitarbeitende und weniger als 50 Mio € Jahresumsatz)
- Typ 3: gemeinnützige Forschungseinrichtungen, Start-Ups, kleine Unternehmen bis 50 Mitarbeitende

Aus den o. g. Kosten für die Geschäftsstelle des Nutzervereins, Struktur der Mitgliedsbeiträge und einer Annahme einer Mitgliederstruktur von 10 Industrieunternehmen, 10 KMUs, sowie 20 Forschungseinrichtungen und Start-Ups ergeben sich folgende Mitgliedsbeiträge:

- Typ 1: 18.000 € (gesamt 150.000 €)
- Typ 2: 9.000 € (gesamt 90.000 €)
- Typ 3: 4.500 € (gesamt 90.000 €)

Die tatsächliche Ausgestaltung der Nutzergebühren ist bei Gründung des Nutzervereins in der Vereinssatzung festzuhalten.

6.3. Betriebskosten

6.3.1. Kosten für Verbrauchsmittel und Personal

Zu den Betriebskosten der Entwicklungsplattform für PtL Kraftstoffe zählen Verbrauchsmittel für die Herstellung der Kraftstoffe, allem voran die Kosten für erneuerbaren Strom und CO₂. Weiterhin fallen hierunter Kosten für die Miete von Büros, sowie die Personalkosten für die Errichtungs- und Betriebsgesellschaft. Da die tatsächlichen Betriebskosten stark vom gewählten Standort abhängen, soll die nachfolgende Aufstellung als erste Indikation dienen. Durch die notwendigen Anlagenumbauten zur Untersuchung unterschiedlicher Prozesse ist mit ca. 6 000 Betriebsstunden pro Jahr zu rechnen, wovon 1 500 Betriebsstunden pro Jahr für Eigenforschung vorgesehen sind.

Tabelle 23. Betriebskosten des Demonstrationsmoduls pro Betriebsstunde.

Kostenarten (Energien, Utilities, Personal)	Kosten [T€/a]	Kosten (prozentual)	Kosten [T€/h]	
Elektroenergie (70 €/MWh)	12.600	53,50%	2,100	Energie und Edukte
CO ₂ -Rohgas (0,0375 €/ Nm ³)	1.500	6,37%	0,250	
Wasser für Elektrolyse (2,50 €/ t)	98	0,41%	0,016	
Brauchwasser	40	0,17%	0,007	Utilities
Abwasser	120	0,51%	0,020	
Kühlwasser	320	1,36%	0,053	
Steuerluft/ Druckluft	240	1,02%	0,040	
Stickstoff	15	0,06%	0,003	
Niederdruck-Dampf	24	0,10%	0,004	
Mitteldruck-Dampf	56	0,24%	0,009	
Hochdruck-Dampf	144	0,61%	0,024	
Entsorgung Katalysatoren	200	0,85%	- ⁴³	
Entsorgung Rückstände	250	1,06%	- ⁴³	
Kosten Infrastruktur	24	0,10%	- ⁴³	Standort- dienstleistungen
Kosten / Mieten Büro	184	0,78%	- ⁴³	
Kosten / Mieten Labor	180	0,76%	- ⁴³	
Kosten / Mieten Besprechungsräume	36	0,15%	- ⁴³	
Kosten / Mieten Werkhallen	120	0,51%	- ⁴³	
Transportkosten	1.000	4,25%	0,167	Logistik
Logistikkosten	1.000	4,25%	0,167	
Personal + Personalnebenkosten ⁴⁴	5.400	22,93%	- ⁴³	Personal
Summe	23.550	100,0%	2,859	
Davon Fixkosten	6.394	27,15%		

Aus den o.g. Zahlen ergeben sich Kosten von ca. 3 140 Euro / t PtL-Produkt bei einer Auslastung der Anlage von 6 000 h/a. Bei entsprechend niedrigerer Auslastung erhöhen sich diese Kosten entsprechend aufgrund der Fixkosten, die unabhängig von der Anzahl der Betriebsstunden anfallen.

6.3.2. Bereithaltungskosten

Eine wichtige Größe für den Betrieb einer Forschungs- und Entwicklungsplattform sind die sogenannten Bereithaltungskosten. In der Endausbaustufe ist mit ca. 6 000 Betriebsstunden / Jahr zu rechnen. Dies beinhalten

⁴³ Fixkosten pro Jahr, unabhängig von der Anzahl der Betriebsstunden

⁴⁴ Personalkosten für den Betrieb von Demo- und Forschungsmodul, ohne Forschungspersonal

die Kosten für das technische Personal, sowie Mittel für Wartung, Reparaturen und Betriebsmittel. Eine Abschätzung dieser Kosten ist in Kapitel 6.5 zusammengefasst.

6.3.3. Forschungsbudget für eigene Forschung

Über den Forschungsbetrieb mit Dritten in Form der wirksamen Zusammenarbeit hinaus, soll die Wissenschafts- und Forschungseinrichtung auch die Möglichkeit haben, Eigenforschung an der Plattform durchzuführen, z. B. zur Optimierung der Anlageneffizienz oder der Produktzusammensetzung. Für eigene Forschungsarbeiten sind ca. 25% der Betriebszeit oder 1 500 Betriebsstunden pro Jahr vorgesehen. Die hierfür benötigten Mittel sind in Kapitel 6.5 ausführlich dargestellt.

6.4. Raumbedarf

Für die Mitarbeitenden an der Entwicklungsplattform sowie für externe Partner, die Forschungsprojekte an der Plattform durchführen, werden entsprechende Büroflächen, Projekt- und Besprechungsräume benötigt.

Für den Forschungsbetrieb werden Büroräume für alle 30 Mitarbeitende benötigt, sowie für 45 Mitarbeitende (von insgesamt 65 Mitarbeitenden) der Errichtungs- und Betriebsgesellschaft. Für das Schichtpersonal der Errichtungs- und Betriebsgesellschaft wurde hierbei angenommen, dass keine individuellen Büroarbeitsplätze vorgesehen werden müssen, sondern lediglich für die simultan am Standort anwendenden Mitarbeiter. Aus der Summe von 30 Büroarbeitsplätzen für den Forschungsbetrieb, 45 Büroarbeitsplätzen für die Errichtungs- und Betriebsgesellschaft, sowie 10 Büroarbeitsplätzen für Partner auf Projektbasis ergibt sich ein Bürobedarf von ca. 1020 m² (bei 12 m² pro Büroarbeitsplatz), zzgl. Verkehrsflächen etc.. Weiterhin werden mindestens 5 Besprechungsräume mit je ca. 30 m² Fläche benötigt.

Idealerweise verfügt der gewählte Standort zusätzlich über anmietbare große Besprechungsräume bzw. Hörsäle in der Nähe der Entwicklungsplattform, z. B. zur Durchführung von Konferenzen und Workshops.

6.5. Gesamtbudget und Kostenhochlauf

Während der Errichtung und des Betriebs der Entwicklungsplattform für PtL Kraftstoffe fallen unterschiedlichen Kosten an. Neben den Kosten für den Grundstückserwerb⁴⁵ und die Errichtung der notwendigen

⁴⁵ Das benötigte Grundstück wird entweder über Kauf oder über Pacht bereitgestellt. Die konkrete Ausgestaltung ist jedoch stark vom gewählten Standort abhängig, so dass im Folgenden exemplarisch von einem Grundstückskauf ausgegangen wird.

Betriebsgebäude sind dies vor allem die Investitionskosten zur Errichtung der eigentlichen Anlage (Demonstrations- und Forschungsstrang), sowie Personalkosten zum Betrieb der Anlage, Personalmittel zur Durchführung von Eigenforschung sowie ein Budget für Verbrauchsmittel (v. a. CO₂ und Strom für Elektrolyse) zur Durchführung von Eigenforschung. Der zeitliche Verlauf der Investitionskosten ist in Abbildung 24 dargestellt. Zunächst fallen Kosten für den Erwerb eines entsprechenden Grundstücks⁴⁶, sowie initiale Investitionskosten an. Die Investitionskosten steigen im Verlauf mit dem Bauvorschritt und ab Monat 36 erreichen die jährlichen Investitionskosten für den Demonstrations-Strang dann ihr Maximum, bevor die Anlage 54 Monate nach Projektstart fertiggestellt wird.

Zu beachten ist hierbei, dass die Kostenabschätzung für den Demonstrationsstrang und für den Forschungsstrang unterschiedliche Genauigkeitsklassen aufweisen. Die angewendeten Einzelfaktorenmethoden entsprechen für den Demonstrationsstrang der Genauigkeitsklasse nach AACE (Association for the Advancement of Cost Engineering) Class 4, mit einer Kostengenauigkeit von ca. -30% bis +50%, und für den Forschungsstrang der Genauigkeitsklasse nach AACE Class 5, mit einer Kostengenauigkeit von ca. -50% bis +100%.

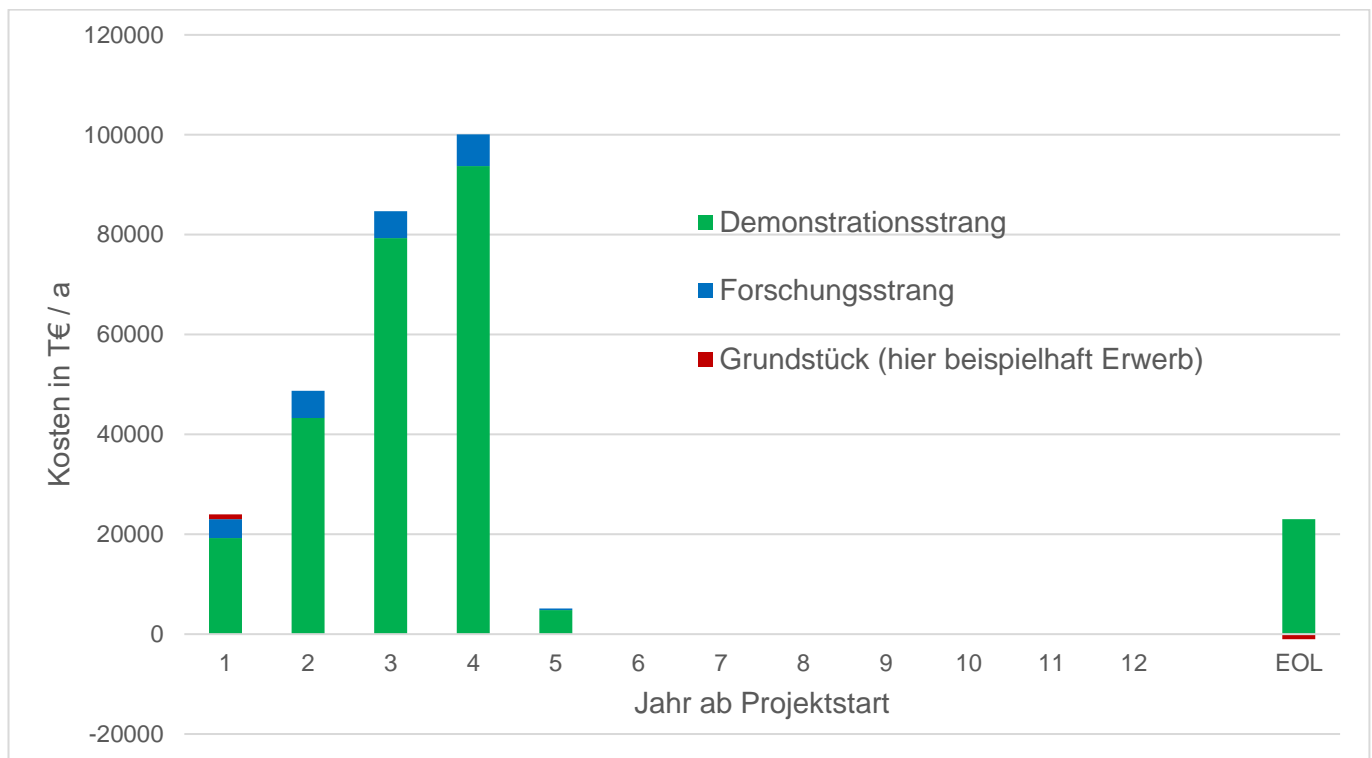


Abbildung 24. Investitionskosten im zeitlichen Verlauf. Am Ende der Nutzungsdauer (EOL – End of Life) fallen entsprechende Rückbaukosten und Erlöse aus einem möglichen Grundstücksverkauf an.

⁴⁶ Bei Pacht des Grundstücks fallen analog regelmäßige Kosten an

Weiterhin werden Mittel für den Betrieb der Anlage für Fremdforschung, sowie Personal- und Betriebsmittel zur Durchführung von Eigenforschung der Forschungseinrichtung an der Errichtungs- und Betriebsgesellschaft benötigt. Die einzelnen Kostenblöcke weisen hierbei unterschiedliche Hochlauf-Charakteristika auf. Für die Errichtungs- und Betriebsgesellschaft wird ein gewisser Teil des Personals (v. a. Schichtpersonal und Schichtleiter für den direkten Betrieb der Anlage) erst kurz vor Fertigstellung der Anlage benötigt. Andere Funktionen, wie z. B. Geschäftsführung, Einkauf, Operative Leitung und Projektmanagement werden jedoch bereits früh im Projektverlauf benötigt.

Ebenso muss das Personal für die Durchführung von Eigenforschung am Demonstrations- und Forschungsstrang zeitnah aufgebaut werden, damit die entsprechende Expertise bereits in den Aufbau der Anlage einfließen kann und entsprechende Versuchsreihen vorbereitet werden können. Entsprechend wird hier die endgültige Personalstärke nach einer 24-monatigen Aufbauphase angestrebt.

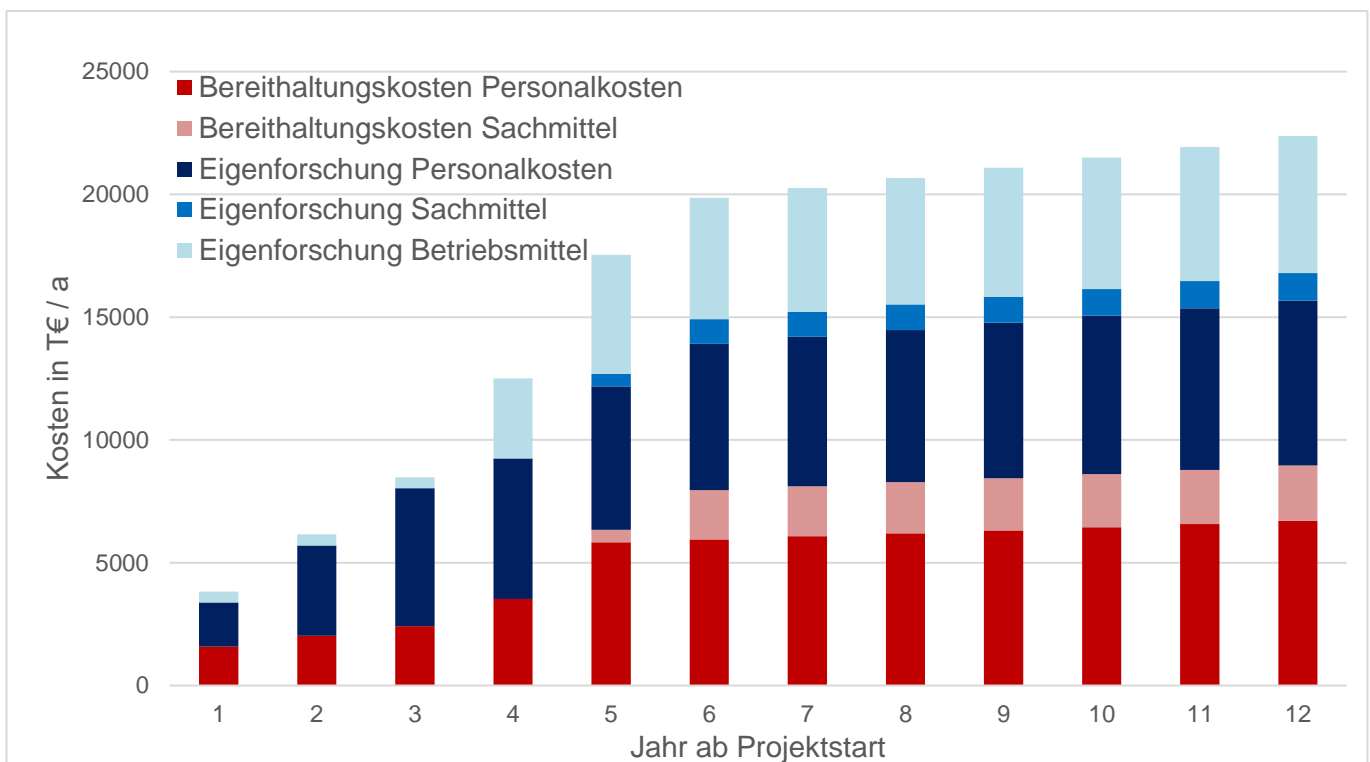


Abbildung 25. Personal-, Sach- und Betriebsmittel für die Eigenforschung sowie Bereithaltungskosten über eine Laufzeit von 12 Jahren ab Projektstart.

Detailliert ist das benötigte Personal mit entsprechendem Startzeitpunkt in Tabelle 20 für die Errichtungs- und Betriebsgesellschaft, sowie in Tabelle 21 für den Forschungsbetrieb und in Tabelle 22 für den Nutzerverein aufgeführt. Für die Personalkosten und Betriebsmittel wird eine jährliche Kostensteigerung von 2% angenommen.

Jahr		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	EOL	Summe
Errichtungs- und Betriebsgesellschaft															
Personalstärke gesamt	PJ	19	24	28	40	65	65	65	65	65	65	65	65		
Geschäftsleitung	PJ	2	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5		
Marketing	PJ	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6		
F & E, Analytik	PJ	5	5	5	10	10	10	10	10	10	10	10	10		
Op. Leitung	PJ	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3		
Technik	PJ	3	5	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9		
Produktionsplanung	PJ	0	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2		
Schichtleitung	PJ	0	0	0	2	5	5	5	5	5	5	5	5		
Schichtpersonal	PJ	0	0	0	5	25	25	25	25	25	25	25	25		
Personalkosten	T€	1577,0	2031,8	2417,9	3523,2	5839,7	5956,5	6075,6	6197,2	6321,1	6447,5	6576,5	6708,0		59672,1
Bereithaltungskosten Sachmittel	T€	0	0	0	0	500	2000	2040	2080,8	2122,4	2164,9	2208,2	2252,3		15368,6
Nutzerverein															
Personalstärke gesamt	PJ	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2		
Leitung	PJ	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		
Organisation	PJ	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		
Personalkosten Nutzerverein	T€	(360,0)	(367,2)	(374,5)	(382,0)	(389,7)	(397,5)	(405,4)	(413,5)	(421,8)	(430,2)	(438,8)	(447,6)		(4828,4)
Eigenforschung															
Personalstärke gesamt	PJ	10	20	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30		
Systemanalyse	PJ	3	6	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9		
Kraftstoff-Nutzung	PJ	2	4	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6		
Neuartige Prozess-Schritte	PJ	3	6	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9		
Fuel Design	PJ	2	4	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6		
Eigenforschung Personalkosten	T€	1800,0	3672,0	5618,2	5730,5	5845,1	5962,0	6081,3	6202,9	6327,0	6453,5	6582,6	6714,2		66989,3
Eigenforschung Betriebsmittel	T€	450,0	450,0	450,0	3250,0	4850,0	4947,0	5045,9	5146,9	5249,8	5354,8	5461,9	5571,1		46227,4
Eigenforschung Sachmittel	T€	0,0	0,0	0,0	0,0	500,0	1000,0	1020,0	1040,4	1061,2	1082,4	1104,1	1126,2		7934,3
Eigenforschung gesamt	T€	2250,0	4122,0	6068,2	8980,5	11195,1	11909,0	12147,2	12390,2	12638,0	12890,7	13148,5	13411,5		121151,0
Investitionskosten															
Demonstrationsstrang	T€	19223,2	43252,2	79295,7	93713,1	4805,8								23000	263290,0
Forschungsstrang	T€	3780	5480	5380	6340	320									21300,0
Grundstück	T€	1000												-1000	0,0
Gesamtkosten	T€	28050,2	55110,4	93390,6	112790,3	22398,8	18108,5	18470,6	18840,0	19216,8	19601,2	19993,2	20393,1	22000,0	480781,6

Tabelle 24: Aufschlüsselung des zeitlichen Verlaufs der Errichtungs-, Betriebs- und Bereithaltungskosten, der benötigten Mittel für Eigenforschung sowie der benötigten Personalstärke. Die Personalkosten für den Nutzerverein sind in dieser Tabelle nur der Übersicht halber enthalten, werden aber in den Gesamtkosten nicht berücksichtigt, da diese Kosten aus den Mitgliedsbeiträgen des Nutzervereins gedeckt werden.

7. Anhänge

- Anhang 1: Analyse und Auswahl von PtL Technologien für den Demonstrationsstrang
- Anhang 2: Fragenkatalog 1
- Anhang 3: Fragenkatalog 2
- Anhang 4: Kontaktdaten Standorte mit Erfüllung der Mindestkriterien
- Anhang 5: Blockfließbilder
- Anhang 6: Aufstellungsplan
- Anhang 7: Sicherheitskonzept

Anhang 1

Analyse und Auswahl von PtL Technologien für den Demonstrationsstrang

EPP – Entwicklungsplattform PtL Kraftstoffe

Ergebnisse AP1.1

Analyse und Auswahl von PtL-Technologien für das Demonstrationsmodul

beauftragt durch:



GRIESEMANN



EPP – Entwicklungsplattform PtL Kraftstoffe

Analyse und Auswahl von PtL-Technologien für das Demonstrationsmodul

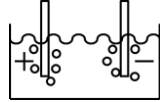
Zusammenfassung



Interviewergebnisse auf einen Blick

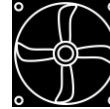
Zusammenfassung der zentralen Erkenntnisse aus den Expertengesprächen

H₂-Bereitstellung



- AEL verfügt über höchstes TRL und beste Skalierbarkeit, PEMEL kann je nach Anwendungsfall Vorteile haben
- SOEL ist für PtL-Prozess eine vielversprechende Technologie weist aber zu geringes TRL auf

CO₂-Bereitstellung



- Aminwäsche ist das einzige Verfahren zur Abtrennung von CO₂ aus Punktquellen, mit dem sich eine hohe CO₂-Reinheit erzielen lässt
- Je nach Feedgas evtl. weitere Schritte nötig

Synthesegas- Erzeugung



- rWGS weist höchstes TRL in Kombination mit Zielkonformität auf, Skalierung wird als relativ unproblematisch bewertet
- Co-Elektrolyse weist großes Potenzial auf, aber zu geringes TRL

Fischer-Tropsch- Synthese



- HT-FT-Synthese ist für Kerosinherstellung ungeeignet
- Bei NT-FT-Synthese kann Downscaling zur Herausforderung werden, i.B. Druckmanagement

Aufbereitung von FT- Produkten



- Errichtung einer entsprechenden Anlage unproblematisch
- Hydrocracking entscheidend, sollte gemeinsam mit FT-Synthese geplant und ausgelegt werden

Methanol- & DME- Synthese



- MeOH-Synthese mit CO₂ & H₂ kann im benötigten Maßstab umgesetzt werden und weist Vorteile gegenüber Synthese mit CO & H₂ auf

Aufbereitung von Methanol & DME



- MtJ-Verfahren ist komplex (MtO + Oligomerisierung + Hydrierung)
- Derzeit kein einsatzbereites Verfahren

Interviewergebnisse auf einen Blick

Was bedeutet dies für das Demonstrationsmodul?

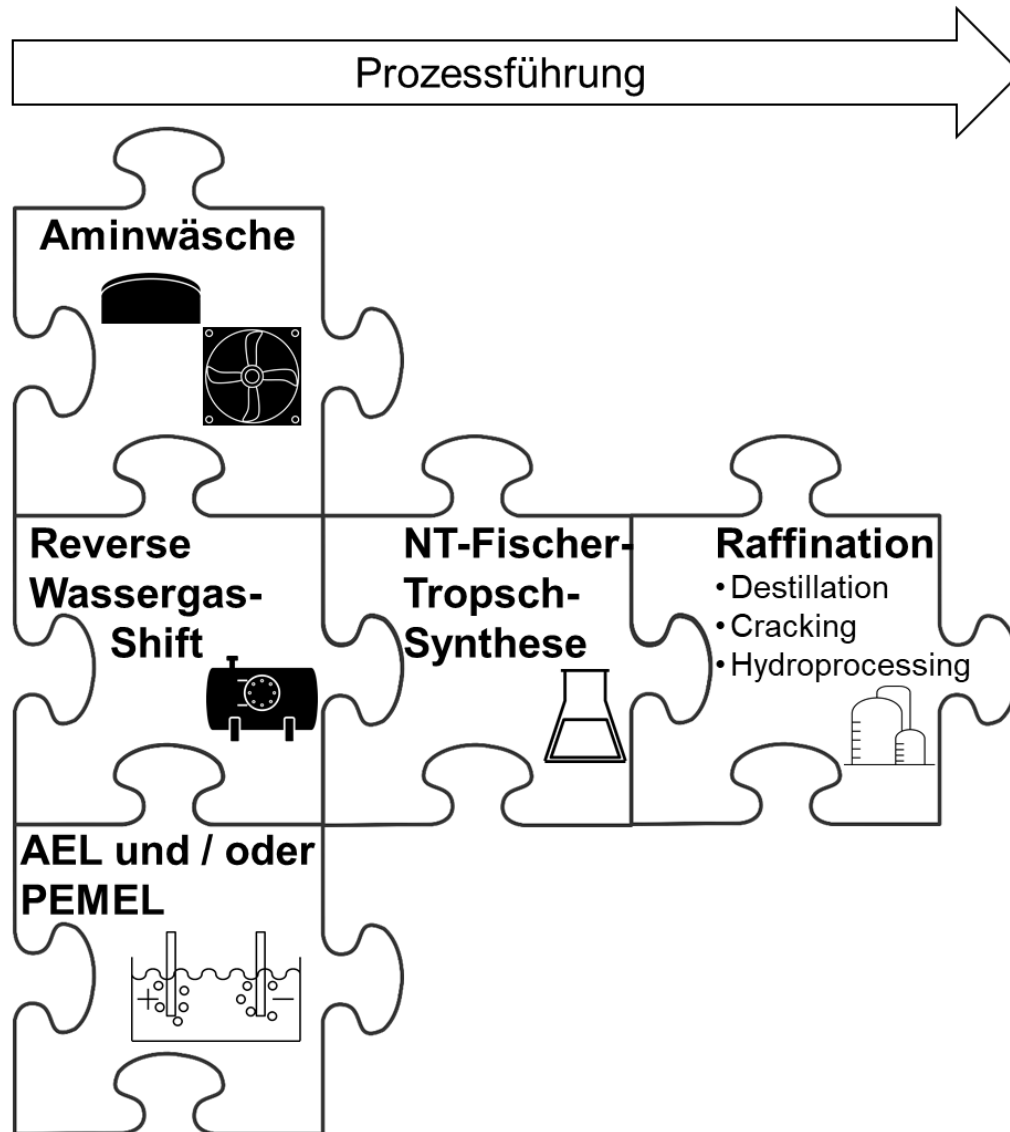
- Der Herstellungspfad über die Fischer-Tropsch-Synthese kann aus technologischer Sicht im angestrebten Maßstab umgesetzt werden. Hier wurde eine **Niedertemperatur FTS mit Cobalt Katalysator** als beste Option identifiziert.
- Je nach Anwendungsfall (benötigtes Druckniveau, lastflexible Fahrweise) ist die H₂-Erzeugung über **AEL oder PEMEL** sinnvoller. Für die angedachte Größenordnung wären beide zu ähnlichen Gesamtkosten verfügbar. Eine Kombination beider Technologien wurde als sinnvoll identifiziert.
- Für die CO₂-Bereitstellung aus Punktquellen erscheint der Einsatz einer **Aminwäsche** am vielversprechendsten. Je nach Quelle muss eine zusätzliche Aufreinigung erfolgen. DAC Verfahren weisen ein deutlich zu geringes TRL für einen Einsatz im Demonstrationsmodul auf.
- Die Erzeugung eines Synthesegases mittels „**reverse Water-gas Shift**“ Reaktion stellt aus technologischer Sicht die größte, jedoch keine unlösbare Herausforderung in der Umsetzung des Herstellungspfades dar. Andere vielversprechende Verfahren weisen bisher noch ein deutlich geringeres TRL auf.
- Der Herstellungspfad über die Methanol-Synthese ist für den Demonstrationsstrang der Plattform keine Option, da der „Methanol-to-Jet“-Prozess im relevanten Maßstab derzeit nicht über die erforderliche technologische Reife verfügt.

Interviewergebnisse auf einen Blick

Was bedeutet dies für das Forschungsmodul?

- Die **Methanol-Synthese** mit anschließendem „**Methanol-to-Jet**“-Prozess stellt eine sehr vielversprechende Alternative zur FT-Route dar und sollte deshalb im Forschungsmodul umgesetzt werden.
- Die DME-Synthese hat sich als nicht zielführend herausgestellt, da DME immer Zwischenprodukt beim MtJ-Prozess ist und die Weiterverarbeitung von DME zu Jetfuel somit keine Vorteile gegenüber dem Methanol-to-Jet-Prozess aufweist.
- Die H₂-Elektrolyse via **SOEL** ist für den PtL Prozess vielversprechend, da eine gute Wärmeintegration in die Gesamtanlage möglich ist.
- Für die CO₂-Bereitstellung für das Forschungsmodul ist der Einsatz des **DAC** Verfahrens und die Einbindung in den Gesamtprozess interessant.
- Darüber hinaus erscheint die Bereitstellung von Synthesegas über **Co-Elektrolyse** als sehr vielversprechend, da somit Prozessschritte zusammengefasst werden können. Deshalb sollte diese Technologie im Forschungsmodul eingebunden werden.
- **Kopplung mit Demomodul** (z.B. Bereitstellung von CO₂ und H₂ über Pufferspeicher) wurde als sinnvoll erachtet um einzelne Technologien erproben zu können.

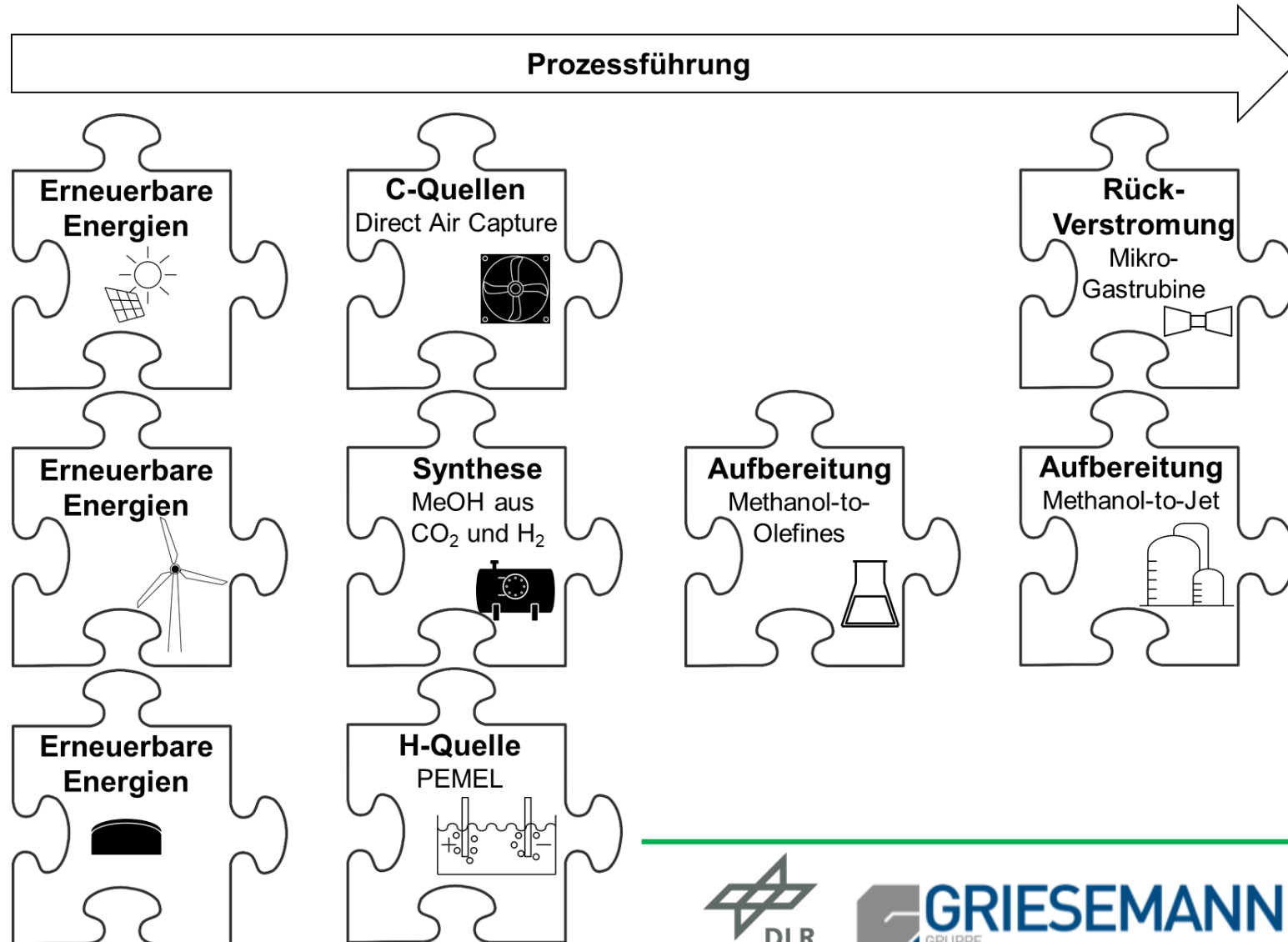
„Erstausrüstung“ Demonstrationsmodul



- Abbildung der derzeit maximal möglichen technologischen Reife des PtL-Prozesses durch Kombination verfügbarer und robuster Technologien
- Skalierbare und vollständig "grüne" Wasserstoffbereitstellung basierend auf EE-Strom möglich
- Hohe Reinheit des bereitgestellten CO₂ bei der Abtrennung aus Punktquellen kann erreicht werden
- Gute Eigenschaften des Syncrudes für die Weiterverarbeitung zu Kerosin
- Produktion von normenkonformen Kraftstoffen entsprechend ASTM D7566

Erstausrüstung für das Forschungsmodul

Fokus auf Einzelprozessen und Prozesskette



Die hier ausgewählten Komponenten stellen nur eine erste Indikation basierend auf den Experteninterviews dar. Eine detaillierte Ausgestaltung des Forschungsmoduls (inkl. Komponenten) erfolgt in AP 3.2

EPP – Entwicklungsplattform PtL Kraftstoffe

Analyse und Auswahl von PtL-Technologien für das Demonstrationsmodul

Ergebnisse des Technologiescreenings



Vorbemerkung

- Die Interviewpartner wurden von den Auftragnehmern auf Grund ihrer Expertise ausgewählt und mit dem Auftraggeber abgestimmt, um alle (Technologie-)Bereiche entsprechend zu repräsentieren
- In den einzelnen Interviews wurden sowohl einzelne Experten/Unternehmen als auch mehrere Experten/Unternehmen befragt, um eine möglichst breite Expertise sicherzustellen
- Die Ergebnisse der Interviews wurden soweit anonymisiert, dass keine Rückschlüsse auf die Experten gezogen werden können, die Kernaussagen aber erhalten bleiben
- Bei der Bewertung der Technologischen Reife kann ein Wert die Aussage eines oder mehrere Experten widerspiegeln
- Die Aussagen zur Skalierbarkeit wurden zusammengefasst und nur bei widersprüchlichen Aussagen getrennt dargestellt, hier können jeweils Aussagen eines oder mehrere Experten aufgeführt sein

Durchgeführte Experteninterviews

Aktueller Stand

Es wurden 14 Experteninterviews zu den unterschiedlichen Technologien durchgeführt. Die Experten stammen aus den Bereichen :

- Kraftstoffproduktion
- Anlagenbau
- Chemische Industrie
- Herstellung und Verarbeitung von Industriegasen
- Forschung

Aus den durchgeführten Interviews ergibt sich folgende Abdeckung der betrachteten Technologiebausteine:

H2-Bereitstellung	CO2-Bereitstellung	Synthesegas-Erzeugung	Fischer-Tropsch Synthese	Aufbereitung von FTS-Produkten	Methanol- & DME-Synthese	Aufbereitung von Methanol & DME
6	2*	7	5	3	6	2

* Ausschließlich zu Abscheidung aus Gasströmen, keine Interviews zu DAC durchgeführt














H2-Bereitstellung

Definition der Kriterien für die Bewertung der Technologieoptionen


	Bewertet wird...
Zielkonformität hinsichtlich PtL-Konzept	<p>... die Eignung der Optionen für den alleinigen Betrieb mit elektrischer Energie.</p> <p>... die Eigenschaften der Optionen für die Kombination mit fluktuierenden Erneuerbaren Energien.</p>
Technologische Reife	<p>... die technologische Reife der Optionen auf Grundlage des Technology Readiness Level (TRL).</p> <p>... die Verfügbarkeit der Optionen im für die Anlage relevanten Maßstab.</p>
Spezifischer Energie- bzw. Stoffbedarf	<p>... der Gesamtenergiebedarf der Optionen für die Herstellung von einem kg Wasserstoff.</p>
Integration in das PtJ- System	<p>... die Eignung des Produktgases der Optionen für die Weiterverarbeitung zu normenkonformen Flugturbinen-Kraftstoffen.</p> <p>... die Einbindung des Wärmemanagements in das Gesamtsystem.</p>
Weitere Stoffströme	<p>... der Bedarf an sonstigen Stoffen, wie Wasser-(dampf).</p> <p>... der Anfall von Nebenprodukten bzw. Reststoffen.</p>
Spezifische Plankosten	<p>... die spezifischen Kosten für die Bereitstellung von einem kg H₂.</p>

H2-Bereitstellung

Technologische Reife und Skalierung der Technologieoptionen

		Alkalische Elektrolyse (AEL)	Proton-Exchange-Membran-Elektrolyse (PEMEL)	Hochtemperatur-Elektrolyse (SOEL)	Methanpyrolyse (mit Biogas)	Dampfreformierung
Bewertung TRL	Projektpartner	9	7-8	6	5-6	9
	Experten	8-9 	6-7 	5 	4 	7-9 
		9 	7-8  8 	6  6-7 	5  5-6 	9 
Bewertung der Skalierung	Experten	<ul style="list-style-type: none"> Keine Herausforderungen bei Skalierung Erheblicher Flächenbedarf Zellbeständigkeit 4-5 Jahre Effizienz nimmt mit der Zeit ab Kostenreduzierung noch erforderlich 	<ul style="list-style-type: none"> Skalierbarkeit grundsätzlich gegeben Modulares „Numbering-Up“ erforderlich Erheblicher Flächenbedarf Rohstoffbedarf ist kritisch (Iridium) Wenn Membran reißt, entsteht explosionsfähiges Gemisch 	<ul style="list-style-type: none"> Komplexe Technologie Kleine, anfällige Membranflächen > unzureichende Langzeitstabilität Wärmemanagement anspruchsvoll Degradation → abnehmende Stromdichten Kostenreduzierung erforderlich Stackwartung nicht möglich, regelmäÙ. Austausch notwendig Skalierung auf 20-50 MW durch Parallelisierung möglich Zellbeständigkeit 4-5 Jahre 	<ul style="list-style-type: none"> Herausforderungen entsprechend dem TRL Skalierung nicht einfach und abhängig von konkreter Reaktorausgestaltung 	/

 Einschätzung bestätigt (TRL-Abweichung <0,5)

 Abweichende Einschätzung (TRL-Abweichung 1-2)

 Stark abweichende Einschätzung (TRL-Abweichung >2)

H2-Bereitstellung

Ergebnis Bewertungsmatrix nach Experteneinschätzung

	Zielkonform. hinsichtlich PtL-Konzept	Techn. Reife	Spez. Energie- bedarf	Integration in das PtJ- System	Weitere Stoff- ströme	Spez. Plan- kosten	Ø
AEL	4	5	3	3	5	3	3,8
PEMEL	5	4	2 → 3	3	5	2 → 3	3,5 → 3,8
SOEL	3	2	4	4	4 → 5	3	3,3 → 3,5
Methanpyrolyse	1	1	1	4	3	4	2,3
Dampfreformierung	0	5	5	5	1 → 2	5	3,5 → 3,7

sehr gut	gut	mittel	gering	sehr gering	ungeeignet
5	4	3	2	1	0

H2-Bereitstellung

Erläuterungen

- AN-Einschätzung des TRL-Levels der 5 in Frage kommenden Technologieoptionen wurde von den Experten bestätigt. Für die drei Elektrolyseverfahren weist die alkalische Elektrolyse (AEL) mit 9 den höchsten TRL, die Hochtemperaturelektrolyse (SOEL) mit 6 den niedrigsten auf. Die Dampfreformierung zeigt einen hohen Reifegrad (9), wobei die Experten in ihrer Summe einen leicht geringeren Wert (7-9) einschätzen. Die Methanpyrolyse zeigt den niedrigsten Reifegrad, wobei die Experten in Summe einen leicht geringeren TRL-Wert (4-6) als AN (5-6) angeben.
- Bewertung der Skalierbarkeit: für die AEL wurden keine Herausforderungen genannt; Flächenbedarf und Kostenreduktion waren weitere Aspekte.
- Bewertungsmatrix: alkalische und PEM Elektrolyse – gleichauf beste Optionen (abhängig vom konkreten Einsatzfall).






CO₂-Bereitstellung




Definition der Kriterien für die Bewertung der Technologieoptionen

	Bewertet wird/werden...
Zielkonformität hinsichtlich PtL-Konzept	<ul style="list-style-type: none"> ... die Eignung der Option für den Betrieb mit elektrischer Energie. ... die Eigenschaften der Optionen für die Kombination mit fluktuierenden Erneuerbaren Energien.
Technologische Reife	<ul style="list-style-type: none"> ... die technologische Reife der Optionen auf Grundlage des Technology Readiness Level (TRL). ... die Verfügbarkeit der Optionen im für die Anlage relevanten Maßstab.
Spezifischer Energie- bzw. Stoffbedarf	<ul style="list-style-type: none"> ... der Gesamtenergiebedarf der Optionen für die Herstellung von einem kg Kohlenstoffdioxid.
Integration in das PtL- System	<ul style="list-style-type: none"> ... die Reinheit des erzeugten CO₂. ... die Einbindung des Wärmemanagements in das Gesamtsystem.
Weitere Stoffströme	<ul style="list-style-type: none"> ... der Bedarf an Hilfsstoffen, wie Adsorbentien oder Absorbentien. ... das Entstehen von Abfallstoffen und sonstigen Rückständen.
Spezifische Plankosten	<ul style="list-style-type: none"> ... die spezifischen Kosten für die Bereitstellung einer Tonne CO₂.

CO₂-Bereitstellung: biogene Faulgase

Technologische Reife und Skalierung der Technologieoptionen

		Membranverfahren	Druckwasserwäsche	Aminwäsche	Druckwechseladsorption	Rektisolverfahren
Bewertung TRL	Projektpartner	6-8	9	9	9	/
	Experten	6-8  9 	9 	9 	9 	9
Bewertung der Skalierung	Experten	<ul style="list-style-type: none"> – Skalierung herausfordernd – Skalierung über Numbering-Up – Eher für kleinere Anlagendimensionen sinnvoll 	<ul style="list-style-type: none"> – Keine Skalierungsprobleme – Nachgeschaltete Stufe notwendig, um reines CO₂ zu erzeugen 	<ul style="list-style-type: none"> – Keine Skalierungsprobleme – CO₂-Selektivität möglich 	<ul style="list-style-type: none"> – Für große Skalierungen ggf. nicht geeignete Verfahren (max. 200.000 Nm³/h) – Für 10.000 t PtL/a ausreichend – Skalierung über Numbering-Up – Nachgeschaltete Stufe notwendig, um reines CO₂ zu erzeugen 	/

-  Einschätzung bestätigt (TRL-Abweichung <0,5)
-  Abweichende Einschätzung (TRL-Abweichung 1-2)
-  Stark abweichende Einschätzung (TRL-Abweichung >2)

CO₂-Bereitstellung: biogene Faulgase

Ergebnis Bewertungsmatrix nach Experteneinschätzung

		Zielkonform. hinsichtlich PtL-Konzept	Techn. Reife	Spez. Energie- bedarf	Integration in das PtJ- System	Weitere Stoff- ströme	Spez. Plan- kosten	Ø
Biogene Faulgase	Membranverfahren	4	3	3	2	5 → 4	4	3,5 → 3,3
	Druckwasserwäsche	4	5	4	0	3	0	2,7
	Aminwäsche	4	5	3	5	3	5	4,2
	Druckwechseladsorption	4	5	4	3	3 → 4	4	3,8 → 4

sehr gut	gut	mittel	gering	sehr gering	ungeeignet
5	4	3	2	1	0

CO₂-Bereitstellung: biogene Faulgase

Erläuterungen

- Identische Einschätzung des Reifegrades mit TRL 9 für 4 der 5 in Frage kommenden Technologieoptionen seitens AN und Experten: Druckwasserwäsche, Aminwäsche, Druckwechseladsorption (DWA) und Rektisolverfahren. Das Membranverfahren zeigt den niedrigsten Reifegrad (TRL 6-8).
- Die Skalierbarkeit wird für das Membranverfahren als herausfordernd angesehen, Vorbehalte werden für DWA in Bezug auf sehr große Produktionen (>> 10000 t PtL/a) genannt.
- Bewertungsmatrix: Aminwäsche – beste Option.

Keine Experten verfügbar

CO₂-Bereitstellung: Umgebungsluft

Technologische Reife und Skalierung der Technologieoptionen

		Hochtemperatur-DAC mit wässrigem Lösungsmittel (Carbon Engineering)	Niedertemperatur-DAC mit Temperaturwechsel-Adsorption (Climeworks)	Niedertemperatur-DAC – Feuchtigkeitswechsel-Adsorption (InfiniTree, Skytree)
Bewertung TRL	Projektpartner	6	8	5
	Experten	/	/	/
Bewertung der Skalierung	Experten	/	/	/

Es wurde ein Start-Up im Bereich der CO₂-Abscheidung aus der Umgebungsluft angefragt, leider war es dem Unternehmen innerhalb des Befragungszeitraums von ca. 1,5 Monaten nicht möglich einen Termin für ein Interview zu bestätigen.

Darüber hinaus besaß keiner der Experten zur CO₂-Bereitstellung aus anderen Quellen eine ausreichende Expertise zu dieser Technologie.

Keine Experten verfügbar

CO₂-Bereitstellung: Umgebungsluft

Bewertungsmatrix des Projektkonsortiums

		Zielkonform. hinsichtlich PtL-Konzept	Techn. Reife	Spez. Energie- bedarf	Integration in das PtJ- System	Weitere Stoff- ströme	Spez. Plan- kosten	Ø
Umgebungsluft	HT-DAC mit wässrigem Lösungsmittel	5	2	1	2	2	1	2,2
	NT-DAC mit Temperaturwechsel-Adsorption	3	4	2	5	4	2	3,3
	NT-DAC mit Feuchtigkeitswechsel-Adsorption	5	0	3	*	*	2	2,5

Die hier dargestellte Bewertung basiert ausschließlich auf Literaturdaten sowie der fundierten Einschätzung der Projektpartner

sehr gut	gut	mittel	gering	sehr gering	ungeeignet
5	4	3	2	1	0

* Keine Daten verfügbar

CO₂-Bereitstellung: Umgebungsluft

Erläuterungen

- AN-Einschätzung des Reifegrades der 3 in Frage kommenden Technologieoptionen ergab deutlich niedrigere TRL-Werte verglichen mit der Alternative (Abscheidung aus biogenen Faulgasen). Mit TRL 8 wird der Reifegrad der Niedertemperatur-DAC mit Temperaturwechsel-Adsorption am höchsten eingeschätzt.
- Bewertungsmatrix: Einbindung in Demo-Strang der Plattform als gering bis mittel bewertet.
- Anmerkung: keine Experteninterviews

Synthesegas-Erzeugung

Definition der Kriterien für die Bewertung der Technologieoptionen

	Bewertet wird/werden...
Zielkonformität hinsichtlich PtL-Konzept	... die Eignung der Optionen für den Betrieb mit elektrischer Energie.
Technologische Reife	... die technologische Reife der Optionen auf Grundlage des Technology Readiness Level (TRL). ... die Verfügbarkeit der Optionen im für die Anlage relevanten Maßstab.
Spezifischer Energie- bzw. Stoffbedarf	... der Gesamtenergiebedarf der Optionen für die Herstellung von einem kg Synthesegas.
Integration in das PtL-System	... die Einbindung des Wärmemanagements in das Gesamtsystem. ... die Integration sonstiger Stoffströme in das Gesamtsystem.
Weitere Stoffströme	... der Bedarf an sonstigen Stoffen, wie Wasser-(dampf). ... der Anfall von Nebenprodukten bzw. Reststoffen.
Spezifische Plankosten	... die spezifischen Kosten für die Bereitstellung einer Tonne Synthesegas.

Synthesegas-Erzeugung

Technologische Reife und Skalierung der Technologieoptionen

		NT-Elektrolyse + rWGS		Co-Elektrolyse	Trockene Reformierung mit Biogas	Autotherme Reformierung mit FT-Tailgas
		AEL	rWGS			
Bewertung TRL	Projektpartner	9	6	4	5-6	9
	Experten	9	5-6 6 6-7 7-8 Therm. Wärmezufuhr: 9 El. Wärmezufuhr: 4-5	3-4 4 4-5 5-6	4-5 5-6 6-7 7-8 9	6-7 8-9
Bewertung der Skalierung	Experten	/	<ul style="list-style-type: none"> Schäden an Reaktorwänden durch Rußbildung bei Abkühlung Komplizierte Reaktion (hohe T & p) Katalysatorstandzeit und Reaktorverweilzeit als Herausforderung 	<ul style="list-style-type: none"> Herausforderungen entsprechend TRL Stabilität der Membran im Skalierungsbereich fraglich Degradation > abnehmende Stromdichten 	<ul style="list-style-type: none"> Herausforderungen entsprechend TRL CO2-neutrale Wärmebereitstellung als Herausforderung 	<ul style="list-style-type: none"> Keine Skalierungsprobleme
			<ul style="list-style-type: none"> Keine Skalierungsprobleme / Skalierung eher unkritisch CO2-neutrale Wärmebereitstellung als Herausforderung 	<ul style="list-style-type: none"> Skalierung möglich/ Keine Skalierungsprobleme Skalierung durch Parallelisierung / Aneinanderreihung der Stacks 	<ul style="list-style-type: none"> Keine Skalierungsprobleme Bereits großtechnisch vermarktet 	<ul style="list-style-type: none"> Forschungs- & Entwicklungsbedarf

- Einschätzung bestätigt (TRL-Abweichung <0,5)
- Abweichende Einschätzung (TRL-Abweichung 1-2)
- Stark abweichende Einschätzung (TRL-Abweichung >2)

Synthesegas-Erzeugung

Ergebnis Bewertungsmatrix nach Experteneinschätzung

	Zielkonform. hinsichtlich PtL-Konzept	Techn. Reife	Spez. Energie- bedarf	Integration in das PtJ- System	Weitere Stoff- ströme	Spez. Plan- kosten [†]	Ø
NT-Elektrolyse + rWGS	4	3	3	4	5		3,8
Co-Elektrolyse	3	0	4	5	5		3,4
Trockene Reformierung mit Biogas	0 → 1	1 → 3	5	3	4		2,6 → 3,2
Autotherme Reformierung mit Fischer-Tropsch-Tailgas	3	5	5	5	4		4,4

Aufgrund der unterschiedlichen Ausgangsstoffe, lassen sich nur die auf der Elektrolyse basierenden Verfahren sinnvoll miteinander vergleichen.

sehr gut	gut	mittel	gering	sehr gering	ungeeignet
5	4	3	2	1	0

[†] Datenverfügbarkeit nicht ausreichend für qualitativen Vergleich

Synthesegas-Erzeugung

Erläuterungen

- Größere Bandbreite bei Einschätzung des TRL-Levels der 4 in Frage kommenden Technologieoptionen seitens AN und Experten. Dies betrifft die reverse Wasser-gas Shift-Reaktion (rWGS) wie auch die beiden Reformierungstechnologieoptionen. Das Ranking der betrachteten Optionen ist davon unberührt. Der höchste TRL-Level liegt in der Kombination aus Niedertemperatur (NT)-Elektrolyse und rWGS, übereinstimmend seitens AN und Experten.
- Skalierungsprobleme werden kritisch diskutiert, laut Aussage Experteninterviews aber nicht gesehen.
- Bewertungsmatrix: Niedertemperatur-Elektrolyse + rWGS – beste Option.







Fischer-Tropsch-Synthese




Definition der Kriterien für die Bewertung der Technologieoptionen

	Bewertet wird/werden...
Zielkonformität hinsichtlich PtL-Konzept	... keine Bewertung, da alle Optionen weder elekt. noch therm. Energiebedarf aufweisen. Die Eigenschaften im lastflexiblen Betrieb sind nach derzeitigem Kenntnisstand nicht bewertbar.
Technologische Reife	... die technologische Reife der Optionen auf Grundlage des Technology Readiness Level (TRL). ... die Verfügbarkeit der Optionen im für die Anlage relevanten Maßstab.
Spezifischer Energie- bzw. Stoffbedarf	... der Bedarf an Synthesegas (CO & H ₂) für die Herstellung von einem kg Syncrude.
Integration in das PtJ-System	... die Zusammensetzung des erzeugten Syncrudes im Hinblick auf die Produktion von normenkonformen Flugturbinenkraftstoffen. ... die Einbindung des Energiemanagements (Abwärmenutzung) in das Gesamtsystem.
Weitere Stoffströme	... der Einsatz von Hilfsstoffen im Hinblick auf Qualität und Quantität. ... das Entstehen von Abfallstoffen und sonstigen Rückständen.
Spezifische Plankosten	... die Investitionskosten der Optionen im für die Anlage relevanten Maßstab (quantitativ). ... die Investitionskosten für den Katalysator (qualitativ).

Fischer-Tropsch-Synthese

Technologische Reife und Skalierung der Technologieoptionen

		Niedrigtemperatur FTS mit Fe-Katalysator	Niedrigtemperatur FTS mit Co-Katalysator	Hochtemperatur FTS mit Fe-Katalysator
Bewertung TRL	Projektpartner	9	9	9
	Experten	Große Skalierung: 9  für 10.000 t/a: 3	Große Skalierung: 9  für 10.000 t/a: 7-8	Große Skalierung: 9  für 10.000 t/a: 5
Bewertung der Skalierung	Experten	9 	9 	9 
		<ul style="list-style-type: none"> – Downskaling konventioneller Anlagentechnik problematisch, akzeptable Kosten sind Herausforderung – Wird in der Form derzeit nicht umgesetzt 	<ul style="list-style-type: none"> – Downskaling konventioneller Anlagentechnik problematisch, akzeptable Kosten sind Herausforderung – Druckmanagement = Herausforderung > Ansatz: mehrere (kleine) Module 	<ul style="list-style-type: none"> – Downskaling konventioneller Anlagentechnik problematisch, akzeptable Kosten sind Herausforderung – Druckmanagement = Herausforderung > Ansatz: mehrere (kleine) Module
		<ul style="list-style-type: none"> – Keine Skalierungsprobleme – Langjährig industriell betrieben 	<ul style="list-style-type: none"> – Keine Skalierungsprobleme – Langjährig industriell betrieben 	<ul style="list-style-type: none"> – Keine Skalierungsprobleme – Ungeeignet für Kerosinherstellung aufgrund von Produktzusammensetzung
		<ul style="list-style-type: none"> – Allgemeine Herausforderung: lastflexibler Betrieb ist schlecht möglich – Mikroreaktoren-Konzept: gute Wärmekontrolle möglich, allerdings werden für 10.000 t/a sehr viele Reaktoren benötigt – Empfehlung der Experten: Rohrbündelreaktoren, Mikrostrukturreaktoren mit Festbettreaktor 		

-  Einschätzung bestätigt (TRL-Abweichung <0,5)
-  Abweichende Einschätzung (TRL-Abweichung 1-2)
-  Stark abweichende Einschätzung (TRL-Abweichung >2)

Fischer-Tropsch-Synthese

Ergebnis Bewertungsmatrix nach Experteneinschätzung

	Zielkonf. hinsichtlich PtL-Konzept*	Techn. Reife	Spez. Stoff- bedarf	Integration in das PtJ- System	Weitere Stoff- ströme	Spez. Plan- kosten	Ø
Niedrigtemp. FTS mit Fe-Katalysator		5	4	4	4 → 3	5 → 4	4,4 → 4,0
Niedrigtemp. FTS mit Co-Katalysator		5	5 → 4	5 → 4	4	4 → 5	4,6 → 4,4
Hochtemp. FTS mit Fe-Katalysator		5	2 → 4	1	2	4	2,8 → 3,2

sehr gut	gut	mittel	gering	sehr gering	ungeeignet
5	4	3	2	1	0

* Kriterium wurde nicht bewertet da für diesen Prozessschritt nicht sinnhaft

Fischer-Tropsch-Synthese

Erläuterungen




- Die drei in Frage kommenden Technologieoptionen werden für große Skalierungen mit TRL 9 übereinstimmend bewertet. Die Experten geben jedoch für kleinere Anlagen (wie bspw. 10.000 t PtL/a) je nach Ausführung deutliche niedrigere Reifegrade an (TRL-Level 3 bis 7-8). Der lastflexible Betrieb wird als zusätzliche Herausforderung genannt.
- Das Downscaling konventioneller Anlagentechnik in Kombination mit akzeptablen Kosten wird ebenso als Herausforderung genannt.
- Bewertungsmatrix: Niedertemperatursynthese mit Co-Katalysator – beste Option.

Raffination – Aufbereitung der Fischer-Tropsch Produkte

Die Verarbeitung von Fischer-Tropsch Produkten zu normenkonformen Flugturbinenkraftstoffen erfolgt in einer Kombinationen mehrerer Aufbereitungsschritte in Abhängigkeit der Eigenschaften der FT-Produkte. Ein Vergleich verschiedener Technologieoptionen ist nicht möglich beziehungsweise nicht sinnvoll. Nachfolgend werden die Funktionsprinzipien der verschiedenen Prozessschritte und deren wesentliche Kennzahlen dargestellt.

Aufbereitung der Fischer-Tropsch Produkte zu Fluggturbinenkraftstoffen

Technologische Reife und Skalierung der Technologieoptionen

		Hydrocracken	Hydrieren	Isomerisieren
Bewertung TRL	Projektpartner	9	9	9
	Experten	8-9 	9 	9 
Bewertung der Skalierung	Experten	<ul style="list-style-type: none"> – Für Erhöhung der Ausbeute an Jet-Fuel essentiell – zu beachten: Katalysatoren, Drücke – Auslegung & Optimierung in Verbindung mit FT-Synthese – Dedicated Hydrocracker notwendig für >80% Ausbeute Jet-Fuel 	<ul style="list-style-type: none"> – Für Erhöhung der Ausbeute an Jet-Fuel essentiell – ggf. nicht zwingend erforderlich wenn Hydrocracker eingesetzt wird 	<ul style="list-style-type: none"> – Für Erhöhung der Ausbeute an Jet-Fuel essentiell
		<ul style="list-style-type: none"> – ggf. können mehrere Prozessschritte kombiniert werden und in einem Reaktor ablaufen – Technologien und Katalysatoren sind bewährt – Auslegung für kleinere Durchsätze möglich 		

Raffination – Aufbereitung der Fischer-Tropsch Produkte

Prozessschritte

Die Norm für die Zertifizierung von synthetischen Flugturbinenkraftstoffen (ASTM D7566) schreibt für Fischer-Tropsch Produkte eine Aufbereitung durch Hydroprocessing (z.B. Hydrocracking, Hydrierung oder Isomerisierung) vor.

	TRL	Funktionsbeschreibung	wesentlicher Einsatzzweck	Energiebedarf [kwh/kg Jet Fuel]		H2-Bedarf [kg/kg Jet Fuel]
				elektrisch	thermisch	
Hydrocracken	9	Katalytische Umwandlung von langkettigen zu kurzkettigen Kohlenwasserstoffen unter Zugabe von Wasserstoff	- Aufspaltung von langkettigen Verbindungen zu Produkten mit der gewünschten Kettenlänge - Überführung von festen FT-Produkten in flüssige Phase	0,01 (Wachspumpen)	-0,1 (exotherm)	für FT-Wachse: 0,05-0,15
Hydrieren	9	Absättigung von Doppelbindungen unter Zugabe von Wasserstoff	Umwandlung der Alkene zu Alkanen um vollständig hydrierte Kohlenwasserstoff zu erhalten	-	(exotherm)	0,03
Isomerisieren	9	Katalytische Umwandlung von unverzweigten zu verzweigten Kohlenwasserstoffen unter Zugabe von Wasserstoff	Verbesserung des Tieftemperaturverhaltens (Freezing Point)	-	0,1 (Aufheizen des Edukts)	0,05





Methanol/DME-Synthese




Definition der Kriterien für die Bewertung der Technologieoptionen

	Bewertet wird/werden...
Zielkonformität hinsichtlich PtL-Konzept	... die Eignung der Option für den Betrieb mit elektrischer Energie.
Technologische Reife	... die technologische Reife der Optionen auf Grundlage des Technology Readiness Level (TRL). ... die Verfügbarkeit der Optionen im für die Anlage relevanten Maßstab.
Spezifischer Energie- bzw. Stoffbedarf	... der Bedarf an Synthesegas (CO/CO ₂ & H ₂) für die Herstellung von einem kg Endprodukt. ... der Bedarf an elektr. und therm. Energie für die Herstellung von einem kg Endprodukt.
Integration in das PtJ-System	... die Eignung der erzeugten Produkte im Hinblick auf die Weiterverarbeitung zu normenkonformen Fluggasturbinenkraftstoffen. ... die Einbindung des Wärmemanagements in das Gesamtsystem.
Weitere Stoffströme	... das Entstehen von Abfallstoffen und sonstigen Rückständen.
Spezifische Plankosten	... die spezifischen Kosten für die Bereitstellung einer Tonne Endprodukt.

Methanol-Synthese








Technologische Reife und Skalierung der Technologieoptionen




		Methanol aus CO & H2		Methanol aus CO2 & H2	Optional: Weitere Technologieoption
		rWGS	MeOH-Synthese		
Bewertung TRL	Projektpartner	6	9	6-8	
	Experte 2	5-6 	9 	6-8  7-8 	
Bewertung der Skalierung	Experten	<ul style="list-style-type: none"> – Wärmemanagement > CO2-neutrale Bereitstellung als Herausforderung – Katalysatorstandzeit und Gestaltung der Verweilzeit als Herausforderung 	<ul style="list-style-type: none"> – Herausforderungen beherrschbar – Etablierte Technologie – Unterschiedliche Maßstäbe verfügbar 	<ul style="list-style-type: none"> – Bau kleinerer Anlagen unproblematisch – Skalierung machbar (Referenz: Anlage in Island) – Skalierung über Numbering-Up (Festbettreaktoren) – Katalysatorstandzeit und Gestaltung der Verweilzeit als Herausforderung – Ökonomische Herausforderungen 	

-  Einschätzung bestätigt (TRL-Abweichung <0,5)
-  Abweichende Einschätzung (TRL-Abweichung 1-2)
-  Stark abweichende Einschätzung (TRL-Abweichung >2)

DME-Synthese

Technologische Reife und Skalierung der Technologieoptionen

		DME aus CO & H ₂		DME aus Methanol		DME aus CO ₂ & H ₂
		rWGS	DME-Synthese	Methanol-Synthese	DME-Synthese	
Bewertung TRL	Projektpartner	6	9	6-8	9	4-5
	Experten	6 - 7	6-7 	/	9 	3 
			8 			3-4 
9 	6-7 					
Bewertung der Skalierung	Experten	<ul style="list-style-type: none"> – Wärmemanagement > CO₂-neutrale Bereitstellung als Herausforderung 	<ul style="list-style-type: none"> – Herausforderungen ggf. auf Seiten der Prozesstechnik, keine chemischen Probleme 	/	<ul style="list-style-type: none"> – Keine Skalierungsprobleme – Relativ schnell ablaufende Reaktion – Wärmemanagement > Wärme muss abgeführt werden 	<ul style="list-style-type: none"> – Unterschiede zwischen Systemen, die mit CO&H₂ bzw. mit CO₂&H₂ arbeiten, gering – Prozesstechnik noch nicht gelöst – Viele Unsicherheiten

-  Einschätzung bestätigt (TRL-Abweichung <0,5)
-  Abweichende Einschätzung (TRL-Abweichung 1-2)
-  Stark abweichende Einschätzung (TRL-Abweichung >2)

Methanol-/DME-Synthese

Ergebnis Bewertungsmatrix nach Experteneinschätzung

	Zielkonf. hinsichtlich PtL-Konzept	Techn. Reife	Spez. Energie- und Stoff- bedarf	Integration in das PtJ- System	Weitere Stoff- ströme	Spez. Plan- kosten	∅
Methanol aus CO₂ & H₂	3	3 → 4	5	4	3 → 4	5	3,6 → 4,2
Methanol aus CO & H₂	3 → 2	2 → 3	5	3	3	4	3,4 → 3,3
DME aus Methanol	3 → 2	3 → 4	3	3 → 0	2 → 3	*	2,8 → 2,4
DME aus CO & H₂	3 → 2	2	3	3 → 1	3	2	2,8 → 2,2
DME aus CO₂ & H₂	3	0	3	1	3	3	2,3 → 2,2

sehr gut	gut	mittel	gering	sehr gering	ungeeignet
5	4	3	2	1	0

* Keine Daten verfügbar

Methanol-/DME-Synthese

Erläuterungen

- Methanol-Synthese (MeOH)
 - Der Reifegrad der zwei betrachteten Technologieoptionen wird übereinstimmend von AN und Experten bewertet. MeOH-Synthese aus CO & H₂ mit TRL 9 am weitesten.
 - Bewertungsmatrix: MeOH-Synthese aus CO₂ & H₂ – beste Option, mit gut bis mittel bewertet.
- DME-Synthese
 - Der Reifegrad der drei betrachteten Technologieoptionen wird teilweise unterschiedlich von AN und Experten bewertet: für die DME-Synthese aus CO & H₂ mit 6-7 und 9 sowie aus CO₂ & H₂ mit 3 bis 6-7. DME-Synthese aus MeOH wird übereinstimmend von AN und Experten mit TRL 9 eingeschätzt.
 - Insgesamt wird dieser Weg als nicht zielführend eingeschätzt, da DME immer Zwischenprodukt bei MtJ-Prozess ist und die Weiterverarbeitung von DME zu Jetfuel somit keine Vorteile gegenüber dem Methanol-to-Jet-Prozess aufweist.
 - Bewertungsmatrix: DME-Synthese aus MeOH – beste Option, wenn auch mit gering bis mittel bewertet.







Aufbereitung vom Methanol und DME zu Flugturbinenkraftstoffen




Definition der Kriterien für die Bewertung der Technologieoptionen

	Bewertet wird/werden...
Zielkonformität hinsichtlich PtL-Konzept	... keine Bewertung, da alle Optionen keinen (elektrischen) Energiebedarf aufweisen. Die Eigenschaften im lastflexiblen Betrieb sind nach derzeitigem Kenntnisstand nicht bewertbar.
Technologische Reife	... die technologische Reife der Optionen auf Grundlage des Technology Readiness Level (TRL). ... die Verfügbarkeit der Optionen im für die Anlage relevanten Maßstab.
Spezifischer Energie- bzw. Stoffbedarf	... der Bedarf an Methanol für die Herstellung von einem kg Kraftstoffgemisch.
Integration in das PtJ-System	... die Zusammensetzung der erzeugten Kohlenwasserstoffe im Hinblick auf die Produktion von normenkonformen Flugturbinenkraftstoffen. ... die Einbindung des Energiemanagements (Abwärmennutzung) in das Gesamtsystem.
Weitere Stoffströme	... der Einsatz von Hilfsstoffen im Hinblick auf Qualität und Quantität. ... das Entstehen von Abfallstoffen und sonstigen Rückständen.
Spezifische Plankosten	... die Investitionskosten der Optionen im für die Anlage relevanten Maßstab.

Aufbereitung von Methanol und DME zu Flugturbinenkraftstoffen

Technologische Reife und Skalierung der Technologieoptionen

		MtO	MtG	MtS*	MtJ
Bewertung TRL	Projektpartner	8	9	4-5	4-5
	Experten	7-8 	8-9 	max. 5 	3-4 
		8 			Max. 5 
Bewertung der Skalierung	Experten	<ul style="list-style-type: none"> – Ein wesentlicher Schritt innerhalb von MtJ-Prozessen – Keine großen Probleme, erprobte Verfahren – Abführung der Wärme muss beachtet werden 	<ul style="list-style-type: none"> – Nicht zielführend, wenn Kerosin hergestellt werden soll – Realisierbar durch Numbering-Up (Multi-Tube Reaktor) – Abführung der Wärme muss beachtet werden 	<ul style="list-style-type: none"> – Fokus bei MtS liegt i.d.R auf MtG o. MtJ – Separate Betrachtung nicht zielführend 	<ul style="list-style-type: none"> – Erkenntnisse beziehen sich auf Labormaßstab – Technische Umsetzung mit mindestens drei Prozessstufen: MtO + Oligomerisierung + Hydrierung – Einzelverfahren sind mit hohem TRL vorhanden, aber als Gesamtprozess noch nicht umgesetzt – Deutlich teurer als MtG/MtO – Ähnliche Reaktionen wie bei MtG > Reaktordesign (Oligomerisierungsreaktor) zur Wärmeabfuhr wichtig
		– Modifizierung des Prozesses zur Herstellung von langkettigen, linearen Paraffinen (>C6) zu schwierig			

-  Einschätzung bestätigt (TRL-Abweichung <0,5)
-  Abweichende Einschätzung (TRL-Abweichung 1-2)
-  Stark abweichende Einschätzung (TRL-Abweichung >2)

* Methanol-to-Synfuels ist ein Oberbegriff, unter dem die anderen Verfahrensvarianten synonym zusammengefasst werden können und wurde deshalb für die Endauswertung nicht gesondert betrachtet.

Aufbereitung von Methanol und DME zu Flugturbinenkraftstoffen

Ergebnis Bewertungsmatrix nach Experteneinschätzung

	Zielkonf. hinsichtlich PtL-Konzept*	Techn. Reife	Spez. Stoff- bedarf †	Integration in das PtJ- System	Weitere Stoff- ströme †	Spez. Plan- kosten †	∅
Methanol-to-Olefins		4		0			
Methanol-to-Gasoline		5		0			
Methanol-to-Synfuels		0		4			
Methanol-to-Jet		0		5			

sehr gut	gut	mittel	gering	sehr gering	ungeeignet
5	4	3	2	1	0

* Kriterium wurde nicht bewertet da für diesen Prozessschritt nicht sinnvoll

† Datenverfügbarkeit nicht ausreichend für qualitativen Vergleich

Aufbereitung von Methanol und DME zu Fluggturbinenkraftstoffen

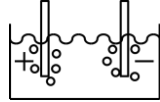
Erläuterungen

- Einheitliche Einschätzung des TRL-Levels der 4 in Frage kommenden Technologieoptionen (MeOH zu Olefine MtO, MeOH zu Gasoline MtG, MeOH zu Synfuels MtS und MeOH zu Jet-fuel MtJ): MtO und MtG haben mit TRL 8 bzw. 9 einen deutlichen höheren Reifegrad als die Methanol-to-Jet Verfahren mit TRL 4-5.
- Methanol-to-Synfuels ist ein Oberbegriff, unter dem die anderen Verfahrensvarianten synonym zusammengefasst werden können und wurde deshalb für die Endauswertung nicht gesondert betrachtet.
- MtO und MtG sind ungeeignet, da hier nur kurzkettige Kohlenwasserstoffe und somit kein Kerosinanteil entstehen
- Bewertungsmatrix: Keine der 3 Technologien für Erstausrüstung des Hauptstrangs geeignet

Interviewergebnisse auf einen Blick

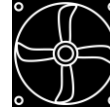
Zusammenfassung der zentralen Erkenntnisse aus den Expertengesprächen

H₂-Bereitstellung



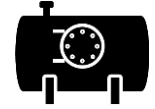
- AEL verfügt über höchstes TRL und beste Skalierbarkeit, PEMEL kann je nach Anwendungsfall Vorteile haben
- SOEL ist für PtL-Prozess eine vielversprechende Technologie weist aber zu geringes TRL auf

CO₂-Bereitstellung



- Aminwäsche ist das einzige Verfahren zur Abtrennung von CO₂ aus Punktquellen, mit dem sich eine hohe CO₂-Reinheit erzielen lässt
- Je nach Feedgas evtl. weitere Schritte nötig

Synthesegas- Erzeugung



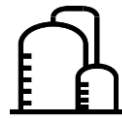
- rWGS weist höchstes TRL in Kombination mit Zielkonformität auf, Skalierung wird als relativ unproblematisch bewertet
- Co-Elektrolyse weist großes Potenzial auf, aber zu geringes TRL

Fischer-Tropsch- Synthese



- HT-FT-Synthese ist für Kerosinherstellung ungeeignet
- Bei NT-FT-Synthese kann Downscaling zur Herausforderung werden, i.B. Druckmanagement

Aufbereitung von FT- Produkten



- Errichtung einer entsprechenden Anlage unproblematisch
- Hydrocracking entscheidend, sollte gemeinsam mit FT-Synthese geplant und ausgelegt werden

Methanol- & DME- Synthese



- MeOH-Synthese mit CO₂ & H₂ kann im benötigten Maßstab umgesetzt werden und weißt Vorteile gegenüber Synthese mit CO & H₂ auf

Aufbereitung von Methanol & DME



- MtJ-Verfahren ist komplex (MtO + Oligomerisierung + Hydrierung)
- Derzeit kein einsatzbereites Verfahren

EPP – Entwicklungsplattform PtL Kraftstoffe

Analyse und Auswahl von PtL-Technologien für das Demonstrationsmodul

Auswahl des Technologiepfads

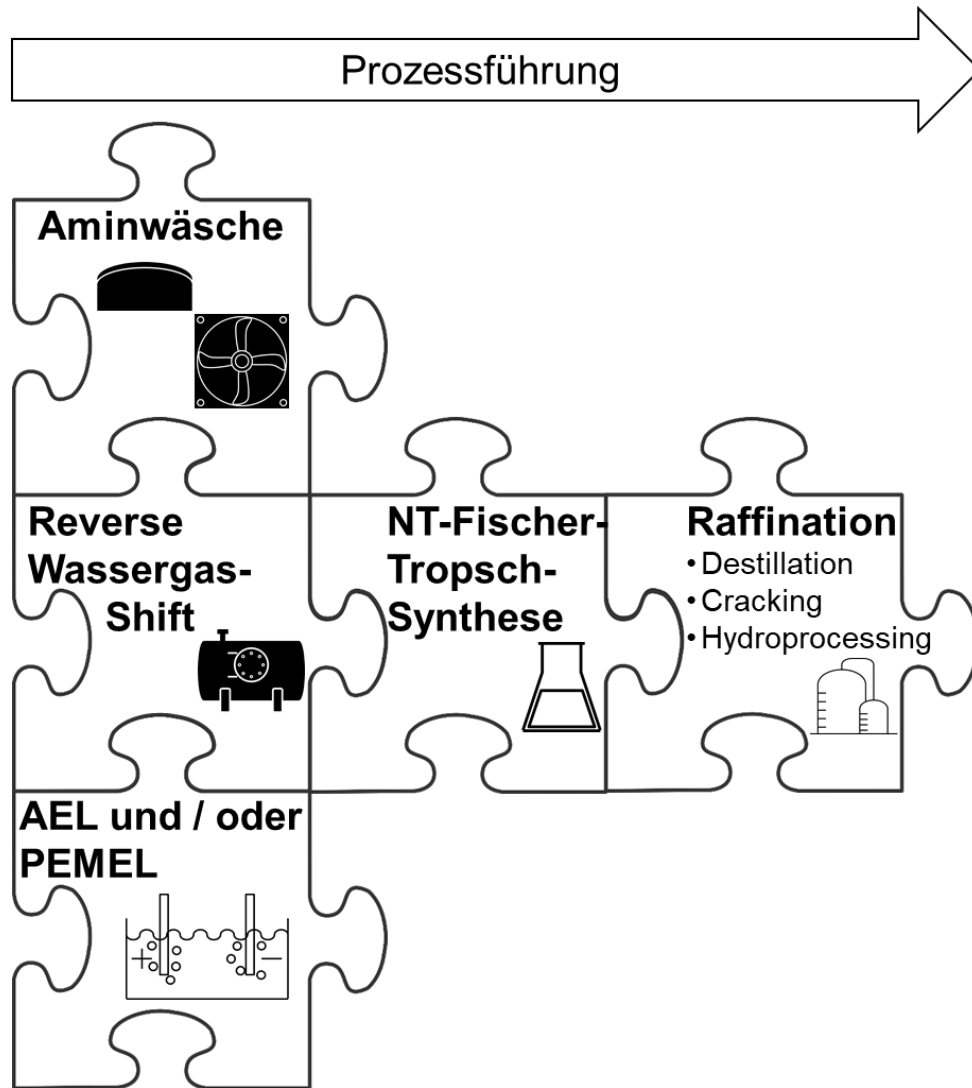


Erstausstattung Demonstrationsmodul

Ergebnisse aus Expertenbefragung

- Der Herstellungspfad über die Fischer-Tropsch-Synthese kann aus technologischer Sicht im angestrebten Maßstab umgesetzt werden. Hier wurde eine **Tiefemperatur FTS mit Cobalt Katalysator** als beste Option identifiziert.
- Je nach Anwendungsfall (benötigtes Druckniveau, lastflexible Fahrweise) ist die H₂-Erzeugung über **AEL** oder **PEMEL** sinnvoller. Für die angedachte Größenordnung wären beide zu ähnlichen Gesamtkosten verfügbar. Eine Kombination beider Technologien wurde als sinnvoll identifiziert.
- Für die CO₂-Bereitstellung aus Punktquellen erscheint der Einsatz einer **Aminwäsche** am vielversprechendsten. Je nach Quelle muss eine zusätzliche Aufreinigung erfolgen. DAC Verfahren weisen ein deutlich zu geringes TRL für einen Einsatz im Demonstrationsmodul auf.
- Die Erzeugung eines Synthesegases mittels „**reverse Water-gas Shift**“ Reaktion stellt aus technologischer Sicht die größte, jedoch keine unlösbare Herausforderung in der Umsetzung des Herstellungspfades dar. Andere vielversprechende Verfahren weisen bisher noch ein deutlich geringeres TRL auf.
- Der Herstellungspfad über die Methanol-Synthese ist für den Demonstrationsstrang der Plattform keine Option, da der „Methanol-to-Jet“-Prozess im relevanten Maßstab derzeit nicht über die erforderliche technologische Reife verfügt.

„Erstausrüstung“ Demonstrationsmodul



- Abbildung der derzeit maximal möglichen technologischen Reife des PtL-Prozesses durch Kombination verfügbarer und robuster Technologien
Skalierbare und vollständig "grüne" Wasserstoffbereitstellung basierend auf EE-Strom möglich
- Hohe Reinheit des bereitgestellten CO₂ bei der Abtrennung aus Punktquellen kann erreicht werden
- Gute Eigenschaften des Syncrudes für die Weiterverarbeitung zu Kerosin
- Produktion von normenkonformen Kraftstoffen entsprechend ASTM D7566

Forschungsmodul

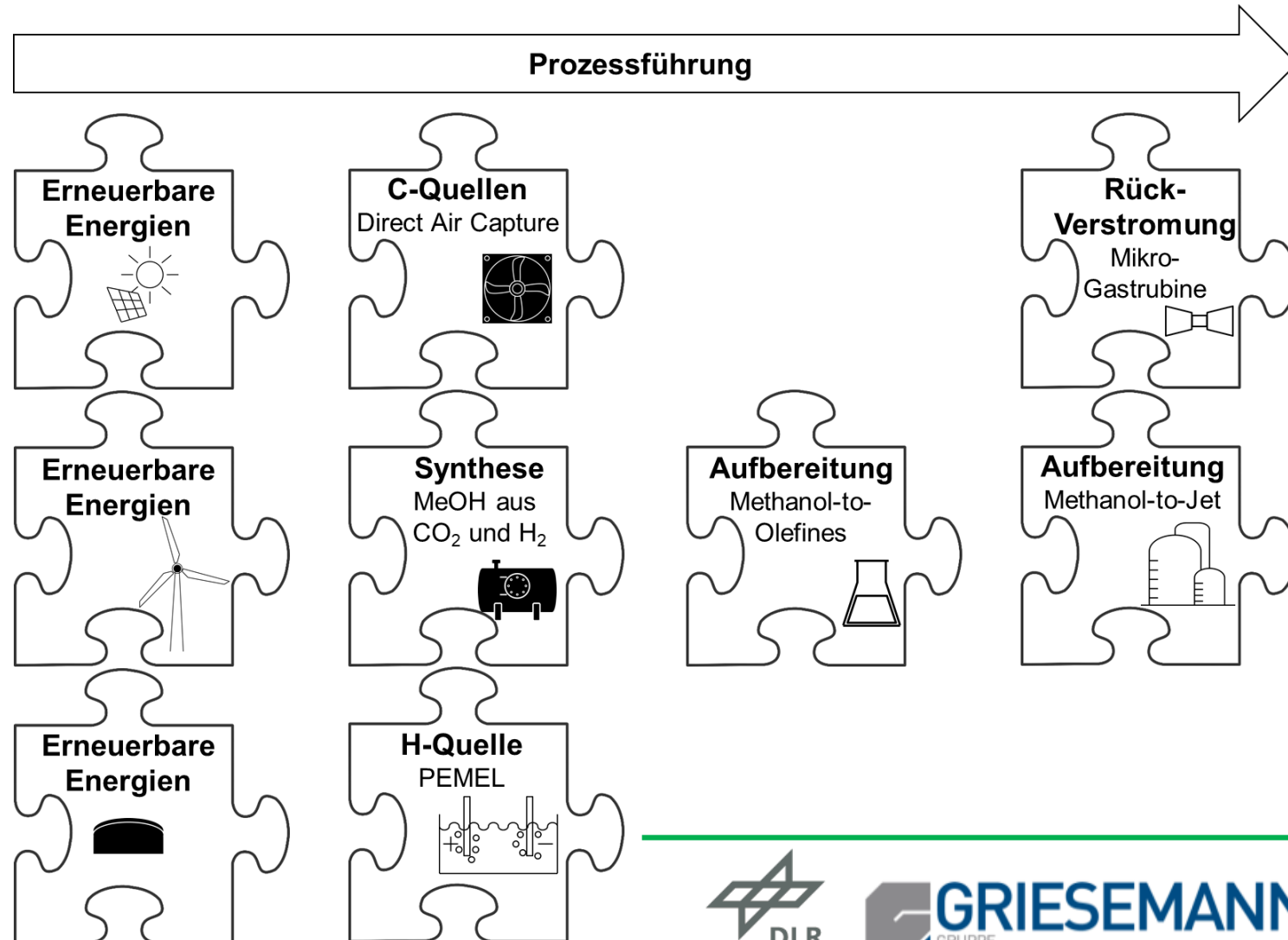
Ziele und Komponentenauswahl

- Untersuchung von **Einzelkomponenten** unabhängig von vor- und nachgelagerten Prozessen
- Abbildung und Integration der gesamten Prozesskette zur **Prozessoptimierung** durch Verknüpfung von Einzelkomponenten möglich
- **Schnittstellen zur Demo-Anlage** (z.B. Bereitstellung von CO₂ und H₂ über Pufferspeicher)
- Direkte Kopplung an **fluktuierende Erneuerbare Energien** abbildbar – inkl. Untersuchung der Auswirkungen auf den Anlagenbetrieb
- Untersuchung eines **lastflexiblen Elektrolyse-Betriebs** mit PEMEL
- CO₂-Bereitstellung über **Direct Air Capture (DAC)**
- Bereitstellung von **Synthesegas über Co-Elektrolyse**
- Als komplementäre Ergänzung der Fischer-Tropsch-Route im Demostrang soll als erstes der **Methanol-to-Jet** Prozess untersucht werden

Erstausstattung für das Forschungsmodul

Fokus auf Einzelprozessen und Prozesskette

Die hier ausgewählten Komponenten stellen nur eine erste Indikation basierend auf den Experteninterviews dar. Eine detaillierte Ausgestaltung des Forschungsmoduls (inkl. Komponenten) erfolgt in AP 3.2



Weitere Technologieoptionen für das Forschungsmodul

Integration zu einem späteren Zeitpunkt möglich

- **H₂-Bereitstellung**

H₂-Elektrolyse via SOEL ist für den PtL Prozess vielversprechend, da eine gute Wärmeintegration in die Gesamtanlage möglich ist. Alternativ stellt die Plasmalyse eine interessante Option dar.

- **C-Quelle**

Als C-Quelle ist für den Forschungsstrang ist zunächst DAC (Niedertemperatur und / oder Hochtemperatur) vorgesehen.

- **Weitere Technologie-Pfade**

Für den Forschungsstrang ist ein deutlich häufigere Technologieanpassung angestrebt, als für den Demostrang. Somit sollte eine Erstausrüstung primär die Einbindung einzelner Technologien sowie den Betrieb einer gesamten Prozesskette ermöglichen.

- **Kraftstoffaufbereitung**

Langfristig wird auch 100 % synthetisches Jet A-1 (d. h. ohne fossile Beimischung) eingesetzt werden. Hier soll untersucht werden, durch welche Kraftstoffaufbereitungsschritte bzw. zusätzliche Prozessschritte (z. B. Aromaten-Synthese) dieses Ziel erreicht werden kann.

EPP – Entwicklungsplattform PtL Kraftstoffe

Anhang

Detaillierte Auswertung der Experteninterviews



H2-Bereitstellung

Bewertungsmatrix – Experte

sehr gut	gut	mittel	gering	sehr gering	ungeeignet
5	4	3	2	1	0

	Zielkonform. hinsichtlich PtL-Konzept	Techn. Reife	Spez. Energie- bedarf	Integration in das PtJ- System	Weitere Stoff- ströme	Spez. Plan- kosten	Ø
AEL	4	5	3	3	5	3	3,8
PEMEL	5	4	2	3	5	2	3,5
SOEL	3	2	4	4	4	3	3,3
Methanpyrolyse	1	1	1	4	3	4	2,3
Dampfreformierung	0	5	5	5	1	5	3,5

Kommentare und Anmerkungen des Experten

- spez. Energiebedarf sollte immer auf Nm³ bezogen werden
- Noch stärker herauszuarbeiten wäre, dass die Bereitstellung der Kraftstoffenergie über Strom gewünscht ist
- Bei Methanpyrolyse wird ~1/3 der Energie nicht genutzt bzw. entgelagert
- Energiebedarf von AEL und PEMEL sollten gleich gewertet werden, i.B. vor dem Hintergrund der Detailschärfe der betrachtet

H2-Bereitstellung

Bewertungsmatrix – Experte

sehr gut	gut	mittel	gering	sehr gering	ungeeignet
5	4	3	2	1	0

	Zielkonform. hinsichtlich PtL-Konzept	Techn. Reife	Spez. Energie- bedarf	Integration in das PtJ- System	Weitere Stoff- ströme	Spez. Plan- kosten	Ø
AEL	5	5	4	4	4	4	4,3
PEMEL	5	4	3	4	4	3	3,8
SOEL	4	3	5	5	5	5	4,5
<i>Methanpyrolyse *</i>							
<i>Dampfreformierung *</i>							

Kommentare und Anmerkungen des Experten

Zielkonform. PtL-Konzept: 12 h Anfahrzeit der SOEL bei Wiederanfahren

Spez. Energiebedarf: Abgewogen gemäß elektrischer Effizienz

Integration ins PtJ-System: Gute Wärmeintegration

* Nicht in der Expertise der Experten

H2-Bereitstellung

Bewertungsmatrix – Experte

sehr gut	gut	mittel	gering	sehr gering	ungeeignet
5	4	3	2	1	0

	Zielkonform. hinsichtlich PtL-Konzept	Techn. Reife	Spez. Energie- bedarf	Integration in das PtJ- System	Weitere Stoff- ströme	Spez. Plan- kosten	Ø
AEL	4	5	3	3	5	3	3,8
PEMEL	5	4	2	3	5	2	3,5
SOEL	3	2	4	4	4	3	3,3
Methanpyrolyse	1	1	1	4	3	4	2,3
Dampfreformierung	0	5	5	5	1	5	3,5

Kommentare und Anmerkungen des Experten

- Insbesondere bei den Elektrolyseuren muss gezeigt werden, dass die Kosten reduziert werden können
- Anmerkung CCS: das ist mehr ein „verstecken“ des CO₂-Problems als eine Lösung

H2-Bereitstellung

Bewertungsmatrix – Experte

sehr gut	gut	mittel	gering	sehr gering	ungeeignet
5	4	3	2	1	0

	Zielkonform. hinsichtlich PtL-Konzept	Techn. Reife	Spez. Energie- bedarf	Integration in das PtJ- System	Weitere Stoff- ströme	Spez. Plan- kosten	Ø
AEL	4	5	3	3	5	3	3,8
PEMEL	5	4	2	3	5	2	3,5
SOEL	3	2	4	4	4	3	3,3
Methanpyrolyse	1	1	1	4	3	4	2,3
Dampfreformierung	0	5	5	5	1	5	3,5

Kommentare und Anmerkungen des Experten

Keine weiteren spezifischen Anmerkungen

H2-Bereitstellung

Bewertungsmatrix – Experte

sehr gut	gut	mittel	gering	sehr gering	ungeeignet
5	4	3	2	1	0

	Zielkonform. hinsichtlich PtL-Konzept	Techn. Reife	Spez. Energiebedarf	Integration in das PtJ-System	Weitere Stoffströme	Spez. Plankosten	Ø
AEL	4 → 5	5	3 → 4	3	5	3 → 2	3,8→4,0
PEMEL	5	4	2 → 3	3	5	2 → 4	3,5→4,0
SOEL	3	2	4	4	4	3 → 2	3,3→3,2
Methanpyrolyse	1	1	1	4	3	4	2,3
Dampfreformierung	0 → 1	5	5	5	1 → 2	5	3,5→3,8

Kommentare und Anmerkungen des Experten

Zielkonformität

- Warum ist Zielkonformität bei PEM höher als bei AEL → Integration mit erneuerbaren Energien einfacher;
- AEL ist regelleistungsfähig bei 30-50 MW → AEL ebenfalls Zielkonformität bei 5; SOEL auf 3 ok

Spez. Energiebedarf: AEL auf 4; PEM auf 3; SOEL so in Ordnung (Dampfnutzung von Vorteil)

Spez. Plankosten

- so ok für aktuelle Situation (aktuelle RED II)
- Antizipiert auf 2022/2023: AEL: 2 PEM: 4 SOEL: 2

Dampfreformierung: höher (in Gesamtkonzept mit anderen Nutzungsoptionen)

Weitere Stoffströme: höher als 1 → andere Nutzung möglich

H2-Bereitstellung

Bewertungsmatrix – Experte

sehr gut	gut	mittel	gering	sehr gering	ungeeignet
5	4	3	2	1	0

	Zielkonform. hinsichtlich PtL-Konzept	Techn. Reife	Spez. Energie- bedarf	Integration in das PtJ- System	Weitere Stoff- ströme	Spez. Plan- kosten	Ø
AEL	4	5	3	3	5	3	3,8
PEMEL	5	4 → 5	3	3	5	2 → 3	3,8 → 4,0
SOEL *							
Methanpyrolyse *							
Dampfreformierung *							

Kommentare und Anmerkungen des Experten

- PEM hat mehr Potential (kompakter, bessere Leistungsfähigkeit, mehr Flexibilität, Betrieb bis 5% - 125% der Nennleistung möglich, schnelle Transienten (1s zwischen 5% und 125%)), von Vorteil für fluktuierende Stromquellen → bessere Zielkonformität
- AEL etwas günstiger als PEMEL; schwierig zu beurteilen, da viele Komponenten hiervon betroffen sind (Trafo, ggf. Ausgangsdruck, ...) Stack ist teurer, Bauweise aber Kompakter, daher z.B. Gebäude günstiger, PEMEL könnte unter dem Strich günstiger sein
- Kombination von zwei Elektrolysetechniken wäre auch möglich; wird dann aber teurer; bislang nicht großtechnisch umgesetzt, nur in kleinem Maßstab in Demoprojekten, z.B. an Wasserstofftankstelle
- TRL PEMEL ggf. eher 5
- Wirkungsgrad ist je nach Lastpunkt unterschiedlich; AEL für Grundlast und PEMEL für schwankende Last wäre eine interessante Option
- Ausgangsdruck 10 bar AEL und 30 bar PEM

* Nicht in der Expertise der Experten

CO₂-Bereitstellung: biogene Faulgase

Bewertungsmatrix - Experte

sehr gut	gut	mittel	gering	sehr gering	ungeeignet
5	4	3	2	1	0

		Zielkonform. hinsichtlich PtL-Konzept	Techn. Reife	Spez. Energie- bedarf	Integration in das PtL- System	Weitere Stoff- ströme	Spez. Plan- kosten	Ø
Biogene Faulgase	Membranverfahren	4	3	3	2	5	4	3,5
	Druckwasserwäsche	4	5	4	0	3	0	2,7
	Aminwäsche	4	5	3	5	3	5	4,2
	Druckwechseladsorption	4	5	4	3	3	4	3,8

Kommentare und Anmerkungen des Experten

- Energiebedarf der Aminwäsche & Rektisolwäsche in Punkto Energiebedarf auf einem Niveau mit Druckwasserwäsche & DWA
- Wärmeintegration der Aminwäsche im PtL-Verfahren sehr gut möglich → Abwärme der FT-Synthese kann genutzt werden
- Entscheidende Frage: Wie kann Aminwäsche/Membranwäsche so gesteuert werden, dass die anderen Begleitstoffe schon rausgefiltert werden? → gerichtete Desorption
- Selektivität der Aminwäsche hängt stark vom ausgewählten Amin ab

CO₂-Bereitstellung: biogene Faulgase

Bewertungsmatrix - Experte

sehr gut	gut	mittel	gering	sehr gering	ungeeignet
5	4	3	2	1	0

		Zielkonform. hinsichtlich PtL-Konzept	Techn. Reife	Spez. Energie- bedarf	Integration in das PtJ- System	Weitere Stoff- ströme	Spez. Plan- kosten	Ø
Biogene Faulgase	Membranverfahren	4	3	3	2	5	4	3,5
	Druckwasserwäsche	4	5	4	0	3	0	2,7
	Aminwäsche	4	5	3	5	3	5	4,2
	Druckwechseladsorption	4	5	4	3	3	4	3,8

Kommentare und Anmerkungen des Experten

- „weitere Stoffströme“ Biogas: Kondensate entsorgen (Öl) Membranverfahren, DWD, PSA
- Aminaustausch aufgrund von Salzbildung (Verbrennung oder Aufbereitung [Destillation nicht wirtschaftlich])
- PSA vergleichbar mit Membranverfahren hinsichtlich „weitere Stoffströme“ (thermische Verwertung)
- Aminwäsche: Reinheit ausreichend (vgl. E-Fuel); H₂S geht ins CO₂ über; Feinentschwefelung notwendig
- Aminwäsche Vorteil bzgl. Dimethylsulfid aus Biogas verbleibt im CH₄ oder Amin / bei den anderen Verfahren vermutlich nicht
- Bio-LNG-Schnittstelle: Prozesskette bis Reaktor identisch

Synthesegas-Erzeugung

Bewertungsmatrix – Experte

sehr gut	gut	mittel	gering	sehr gering	ungeeignet
5	4	3	2	1	0

	Zielkonform. hinsichtlich PtL-Konzept	Techn. Reife	Spez. Energie- bedarf	Integration in das PtJ- System	Weitere Stoff- ströme	Spez. Plan- kosten [†]	Ø
NT-Elektrolyse + rWGS	4	3	3	4	5		3,8
Co-Elektrolyse	3	0	4	5	5		3,4
Trockene Reformierung mit Biogas	0	1	*	3	4		2,0
Autotherme Reformierung mit Fischer-Tropsch-Tailgas	3	5	5	5	4		4,4

Kommentare und Anmerkungen des Experten

Zustimmung ohne weitere spezifische Kommentare

[†] Datenverfügbarkeit nicht ausreichend für qualitativen Vergleich

* Keine Daten verfügbar

Synthesegas-Erzeugung

Bewertungsmatrix – Experte

sehr gut	gut	mittel	gering	sehr gering	ungeeignet
5	4	3	2	1	0

	Zielkonform. hinsichtlich PtL-Konzept	Techn. Reife	Spez. Energie- bedarf	Integration in das PtJ- System	Weitere Stoff- ströme	Spez. Plan- kosten [†]	Ø
NT-Elektrolyse + rWGS	4	3	3	4	5		3,8
Co-Elektrolyse	3	0	4	5	5		3,4
Trockene Reformierung mit Biogas	0	1	*	3	4		2,0
Autotherme Reformierung mit Fischer-Tropsch-Tailgas	3	5	5	5	4		4,4

Kommentare und Anmerkungen des Experten

- Wenn thermische Energie (rWGS, Co-EL) elektrisch bereitgestellt werden soll, steigt der Gesamtenergiebedarf ins Unermessliche
- Umsetzung von Biogas ist unter dem Aspekt einer effizienten Stromnutzung das Konzept der Wahl

[†] Datenverfügbarkeit nicht ausreichend für qualitativen Vergleich

* Keine Daten verfügbar

Synthesegas-Erzeugung

Bewertungsmatrix – Experte

sehr gut	gut	mittel	gering	sehr gering	ungeeignet
5	4	3	2	1	0

	Zielkonform. hinsichtlich PtL-Konzept	Techn. Reife	Spez. Energiebedarf	Integration in das PtJ-System	Weitere Stoffströme	Spez. Plankosten [†]	Ø
NT-Elektrolyse + rWGS	4	3	3	4	5		3,8
Co-Elektrolyse	3	0	4	5	5		3,4
Trockene Reformierung mit Biogas	0	1	*	3	4		2,0
Autotherme Reformierung mit Fischer-Tropsch-Tailgas	3	5	5	5	4		4,4

Kommentare und Anmerkungen des Experten

- Die trockene Reformierung von Biogas sollte hinsichtlich der Zielkonformität besser als 0 bewertet werden
- Energiebedarf NT-EL + rWGS und Co-Elektrolyse sind näherungsweise gleich
- NT-EL + rWGS sollte bei der Integration in das PtJ-System auch mit 5 bewertet werden (ähnlich Co-Elektrolyse)

[†] Datenverfügbarkeit nicht ausreichend für qualitativen Vergleich

* Keine Daten verfügbar

Synthesegas-Erzeugung

Bewertungsmatrix – Experte

sehr gut	gut	mittel	gering	sehr gering	ungeeignet
5	4	3	2	1	0

	Zielkonform. hinsichtlich PtL-Konzept	Techn. Reife	Spez. Energiebedarf	Integration in das PtJ-System	Weitere Stoffströme	Spez. Plankosten [†]	Ø
NT-Elektrolyse + rWGS	4	3	3	3	4		3,5
Co-Elektrolyse	5	3	5	5	4		4,5
Trockene Reformierung mit Biogas *							
Autotherme Reformierung mit Fischer-Tropsch-Tailgas *							

Kommentare und Anmerkungen des Experten

Zielkonf. PtL-Konzept: Synthese muss bei RWGS und Co-Elektrolyse konstant und dauerhaft betrieben werden

Integration in PtJ-System:

- Co-Elektrolyse kann besser Abwärme nutzen (z. B. von FT: Direkte Nutzung Reaktionswasser oder Kühlwasser)
- Bei RWGS wird mit Abwärme die benötigte Temperatur nicht erreicht

Spez. Kosten: RWGS benötigt CAPEX

[†] Datenverfügbarkeit nicht ausreichend für qualitativen Vergleich

* Nicht in der Expertise der Experten

Synthesegas-Erzeugung

Bewertungsmatrix – Experte

sehr gut	gut	mittel	gering	sehr gering	ungeeignet
5	4	3	2	1	0

	Zielkonform. hinsichtlich PtL-Konzept	Techn. Reife	Spez. Energie- bedarf	Integration in das PtJ- System	Weitere Stoff- ströme	Spez. Plan- kosten [†]	Ø
NT-Elektrolyse + rWGS	4	3	3	4	5		3,8
Co-Elektrolyse	3	0	4	5	5		3,4
Trockene Reformierung mit Biogas	0	1	*	3	4		2,0
Autotherme Reformierung mit Fischer-Tropsch-Tailgas	3	5	5	5	4		4,4

Kommentare und Anmerkungen des Experten

Herausforderung RWGS und Co-Elektrolyse sind Kosten, die einen wirtschaftlichen Betrieb erlauben

[†] Datenverfügbarkeit nicht ausreichend für qualitativen Vergleich

* Keine Daten verfügbar

Synthesegas-Erzeugung

Bewertungsmatrix – Experte

sehr gut	gut	mittel	gering	sehr gering	ungeeignet
5	4	3	2	1	0

	Zielkonform. hinsichtlich PtL-Konzept	Techn. Reife	Spez. Energie- bedarf	Integration in das PtJ- System	Weitere Stoff- ströme	Spez. Plan- kosten [†]	Ø
NT-Elektrolyse + rWGS	4	3	3	4	5		3,8
Co-Elektrolyse	3	0	4	5	5		3,4
Trockene Reformierung mit Biogas	0	1	*	3	4		2,0
Autotherme Reformierung mit Fischer-Tropsch-Tailgas	3	5	5	5	4		4,4

Kommentare und Anmerkungen des Experten

Keine weiteren spezifischen Anmerkungen

[†] Datenverfügbarkeit nicht ausreichend für qualitativen Vergleich

* Keine Daten verfügbar

Synthesegas-Erzeugung

Bewertungsmatrix – Experte

sehr gut	gut	mittel	gering	sehr gering	ungeeignet
5	4	3	2	1	0

	Zielkonform. hinsichtlich PtL-Konzept	Techn. Reife	Spez. Energie- bedarf	Integration in das PtJ- System	Weitere Stoff- ströme	Spez. Plan- kosten [†]	Ø
NT-Elektrolyse + rWGS	4	3	3	4	5		3,8
Co-Elektrolyse	3	0	4	5	5		3,4
Trockene Reformierung mit Biogas	0	1	*	3	4		2,0
Autotherme Reformierung mit Fischer-Tropsch-Tailgas	3	5	5	5	4		4,4

Kommentare und Anmerkungen des Experten

Anmerkung Experte: Sie lassen Definition der Zielkonformität gleich (fluktuierender Strom), aber hier: Feedstock Wasserstoff
 → Dieser Aspekt wurde für die weitere Bewertung vernachlässigt, hier wurde nur die Einbindung von erneuerbarem Strom (über die Elektrolyse) oder daraus resultierenden Folgeprodukten (FT-Tailgas) bewertet

[†] Datenverfügbarkeit nicht ausreichend für qualitativen Vergleich

* Keine Daten verfügbar

Fischer-Tropsch-Synthese

Bewertungsmatrix – Experte

sehr gut	gut	mittel	gering	sehr gering	ungeeignet
5	4	3	2	1	0

	Zielkonf. hinsichtlich PtL-Konzept*	Techn. Reife	Spez. Stoff- bedarf	Integration in das PtJ- System	Weitere Stoff- ströme	Spez. Plan- kosten	Ø
Niedrigtemp. FTS mit Fe-Katalysator		5	4	4	4	5	4,4
Niedrigtemp. FTS mit Co-Katalysator		5	5	5	4	4	4,6
Hochtemp. FTS mit Fe-Katalysator		5	2	1	2	4	2,8

Kommentare und Anmerkungen des Experten

NT-FTS mit Fe-Kat wird aktuell so nicht umgesetzt > muss nochmal überprüft werden

* Kriterium wurde nicht bewertet da für diesen Prozessschritt nicht sinnvoll

Fischer-Tropsch-Synthese

Bewertungsmatrix – Experte

sehr gut	gut	mittel	gering	sehr gering	ungeeignet
5	4	3	2	1	0

	Zielkonf. hinsichtlich PtL-Konzept*	Techn. Reife	Spez. Stoff- bedarf	Integration in das PtJ- System	Weitere Stoff- ströme	Spez. Plan- kosten	Ø
Niedrigtemp. FTS mit Fe-Katalysator		5	4	4	4	5	4,4
Niedrigtemp. FTS mit Co-Katalysator		5	5	5	4	4	4,6
Hochtemp. FTS mit Fe-Katalysator		5	2	1	2	4	2,8

Kommentare und Anmerkungen des Experten

*Zustimmung dass HT-FT für das angedachte System (PtJ) nicht sinnvoll ist
Lebensdauer von Fe-Katalysatoren sind deutlich geringer als die von Co-Katalysatoren. Außerdem weisen Co-Katalysatoren eine höhere Selektivität auf → Kostenunterschied gleicht sich somit aus*

* Kriterium wurde nicht bewertet da für diesen Prozessschritt nicht sinnhaft

Fischer-Tropsch-Synthese

Bewertungsmatrix – Experte

sehr gut	gut	mittel	gering	sehr gering	ungeeignet
5	4	3	2	1	0

	Zielkonf. hinsichtlich PtL-Konzept*	Techn. Reife	Spez. Stoffbedarf	Integration in das PtJ-System	Weitere Stoffströme	Spez. Plankosten	Ø
Niedrigtemp. FTS mit Fe-Katalysator		5	4	4	4	Nicht signifikant	3,8
Niedrigtemp. FTS mit Co-Katalysator		5	4	4	5	Nicht signifikant	4
Hochtemp. FTS mit Fe-Katalysator		5	4	4	2	Nicht signifikant	3,6

Kommentare und Anmerkungen des Experten

- Grundsätzlich ist lastflexibler Betrieb schlecht möglich
- Bei NT FTS mit Fe entsteht CO₂ (WGS) als Nebenprodukt, bei NT-FTS mit Co entsteht kein CO₂
- Fe verträgt höhere Verunreinigungen (Verunreinigungen (≈ Faktor 10 zu Co) im Syngas)
- Co: reines Synthesegas wird benötigt, aufpassen bei CO₂ aus Biogas

* Kriterium wurde nicht bewertet da für diesen Prozessschritt nicht sinnhaft

Fischer-Tropsch-Synthese

Anmerkungen zur Bewertungsmatrix – Experte

Zielkonflikt PtL-Konzept:

- FTS: Kontinuierlicher Betrieb unabdingbar (lange Einfahrzeit des Kats, 1 Woche Einfahrzeit nötig bis zum konstanten Betrieb)
 - Speicher für CO und H₂ nötig
 - Etwas Höhere Flexibilität bei HT-FTS

Spezifischer Stoffbedarf:

- FTS-Umsatz nur 50 % per Pass → Recycle nötig um 90 % zu erreichen (Eduktrückführung in FTS oder RWGS möglich)

Integration in das PtJ-System:

- Ca. 150 kJ/mol Energiegewinn durch FTS => Nutzung für Elektrolyse (Dampfelektrolyse (Höherer Wirkungsgrad))
 - Wasserdampf durch Kühlen (200 °C Kühlwasser => 200 bar H₂O-Druck)
 - Verschaltung der FTS: Energienutzung, Nebenproduktnutzung

Weitere Stoffströme:

- Nebenprodukt bei allen Prozessen: Ca. 10 % Methan
- Nebenprodukt bei Fe katalysierter Niedertemperatur-FT: CO₂ (WGS)
- Reaktionsabwasser: enthält Alkohole und Aldehyde

Spez. Kosten:

- FTS ist nicht kostentreibend

Weiter Kommentare:

- Hochtemperatur-FTS: Unsinn für Jet Fuel da vorzugsweise Petrochemische Produkte gebildet werden
- Einschätzung Größenordnung 10.000 t/a ist sinnvoll (ggf. weiterer Upscale mit Parallelisierung von Anlagen) >> 10.000 t/a ggf. Problem mit Rohstoffversorgung

Fischer-Tropsch-Synthese

Bewertungsmatrix – Experte

sehr gut	gut	mittel	gering	sehr gering	ungeeignet
5	4	3	2	1	0

	Zielkonf. hinsichtlich PtL-Konzept*	Techn. Reife	Spez. Stoffbedarf	Integration in das PtJ-System	Weitere Stoffströme	Spez. Plankosten	Ø
Niedrigtemp. FTS mit Fe-Katalysator		5	4	4	4	5	4,4
Niedrigtemp. FTS mit Co-Katalysator		5	5	5	4	4	4,6
Hochtemp. FTS mit Fe-Katalysator		5	2	1	2	4	2,8

Kommentare und Anmerkungen des Experten

Keine weiteren spezifischen Anmerkungen

* Kriterium wurde nicht bewertet da für diesen Prozessschritt nicht sinnvoll

Fischer-Tropsch-Synthese (1/2)

Kommentare und Anmerkungen des Experten

Zielkonf. PtL:

- Bewertung gemäß TRL-Level für 10.000 t/a-Maßstab
- Fluktuierender Betrieb mit eigener Technologie im Labormaßstab gezeigt. Derzeit Übertragung der Ergebnisse auf 250 kW Anlage. Es wird ausreichende Lastflexibilität gesehen. Es gibt derzeit aber keine industrielle FTS-Anlage im lastflexiblen Betrieb

TRL:

Einstufung wegen unbekannter Prozessgrößenordnung die für den 10.000 t/a-Maßstab nötig ist (Aber für befragtes Unternehmen möglich)

Stoffbedarf:

4 ohne Prozessintegration, 5 bei bestmöglicher Integration aller Prozesskomponenten

Integration ins PtJ-System:

Niedertemperatur FTS mit Co-Kat gibt Produktspektrum am nächsten am Erdöl und ist somit am ehesten am Kerosin (nach Aufarbeitung)

Weitere Stoffströme:

- Abwasser muss entsorgt werden.
- Fe, Co wird recycelt.

Spez. Plankosten:

Co ist teurer aber aktiver als Fe, daher in etwa gleiche Kosten.

Fischer-Tropsch-Synthese (2/2)

	Niedrigtemperatur FTS mit Fe-Katalysator	Niedrigtemperatur FTS mit Co-Katalysator	Hochtemperatur FTS mit Fe-Katalysator	<i>Optional: Weitere Technologieoption</i>
Worauf ist bei der Skalierung zu achten?	<p>Übergang von Mikrostruktur-FT zu konventioneller Anlagentechnik zwischen 500 - 2000 barrel/d Produktion (Konventionelle Technologien: Blasensäulen-; Festbetttechnologie (Industriegröße: 140.000 barrel/d))</p> <p>Reaktoren bei befragtem Unternehmen auf 20 Jahre ausgelegt Katalysator deaktiviert aber bei FTS viel schneller.</p> <p>Unternehmen tauscht die gesamten Reaktoren samt Katalysator aus => Schnelleres Abfahren und Anfahren der Anlage</p> <p>Katrecycling bei Unternehmen oder bei Partnern, Reaktoren und Kat werden dann wiederverwendet.</p> <p>(Drucker Prinzip: Reaktoren sind günstig, der Kat ist das teure – Analog zu Drucker und Patrone)</p> <p>Investmentsicherheit Bei konventioneller Anlagentechnik ist ein Neuengineering zum Scale down/up nötig. Bei Unternehmen nicht. Upscale erfolgt über numbering up, was einfacher ist als ein klassisches Scale Down/Up</p>	<p>Übergang von Mikrostruktur-FT zu konventioneller Anlagentechnik zwischen 500 - 2000 barrel/d Produktion (Konventionelle Technologien: Blasensäulen-; Festbetttechnologie (Industriegröße: 140.000 barrel/d))</p> <p>Reaktoren bei befragtem Unternehmen auf 20 Jahre ausgelegt Katalysator deaktiviert aber bei FTS viel schneller.</p> <p>Unternehmen tauscht die gesamten Reaktoren samt Katalysator aus => Schnelleres Abfahren und Anfahren der Anlage</p> <p>Katrecycling bei Unternehmen oder bei Partnern, Reaktoren und Kat werden dann wiederverwendet.</p> <p>(Drucker Prinzip: Reaktoren sind günstig, der Kat ist das teure – Analog zu Drucker und Patrone)</p> <p>Investmentsicherheit Bei konventioneller Anlagentechnik ist ein Neuengineering zum Scale down/up nötig. Bei Unternehmen nicht. Upscale erfolgt über numbering up, was einfacher ist als ein klassisches Scale Down/Up</p>	<p>Bei konventioneller Anlagentechnik ist ein Neuengineering zum Scale down/up nötig.</p>	-

Methanol-/DME-Synthese

Bewertungsmatrix – Experte

sehr gut	gut	mittel	gering	sehr gering	ungeeignet
5	4	3	2	1	0

	Zielkonf. hinsichtlich PtL- Konzept	Techn. Reife	Spez. Stoff- bedarf	Integration in das PtJ- System	Weitere Stoff- ströme	Spez. Plan- kosten	Ø
Methanol aus CO ₂ & H ₂	3	3	5	4	4	5	4,2
Methanol aus CO & H ₂	3	2	5	3	3	4	3,0
DME aus Methanol	3	3	3	3	2	*	2,7
DME aus H ₂ & CO (einstufig)	3	2	2	2	3	2	2,3

Kommentare und Anmerkungen des Experten

- DME aus Methanol sollte nicht betrachtet werden, nicht zielführend für diese Konzept
- DME aus H₂ & CO/CO₂ ist mit MeOH aus H₂ & CO₂ vergleichbar
- Zielkonformität ist dort höher, wo CO₂-reiche Ströme genutzt werden
- Spezifischer Stoffbedarf sollte prinzipiell überall der gleiche sein > bezogen auf Wunschprodukt ist der spez. Stoffbedarf nicht unterscheidbar
- Einstufiges Verfahren (DME aus H₂&CO/CO₂) hat Vorteile > Reaktion ist weniger komplex

Bewertungsmatrix wurde im Projektverlauf angepasst, siehe Folgefolien

* Keine Daten verfügbar

Methanol-/DME-Synthese

Bewertungsmatrix – Experte

sehr gut	gut	mittel	gering	sehr gering	ungeeignet
5	4	3	2	1	0

	Zielkonf. hinsichtlich PtL- Konzept	Techn. Reife	Spez. Stoff- bedarf	Integration in das PtJ- System	Weitere Stoff- ströme	Spez. Plan- kosten	Ø
Methanol aus CO ₂ & H ₂	3	3	5	4	3	5	3,6
Methanol aus CO & H ₂	3	2	5	3	4	4	3,4
DME aus Methanol	3	3	3	3	2	*	2,8
DME aus CO & H ₂	3	2	3	3	3	2	2,8
DME aus CO ₂ & H ₂	3	0	3	1	3	3	2,3

Kommentare und Anmerkungen des Experten

- Zwei Schlüsselfragen
 - Will ich Methanol als handhab-baren Energieträger (Logistik-Option) nutzen (besser als bei DME) → Flüssiggastransport
 - Warum forsche ich an Methanolroute? (→ lässt sich gut in Chemie-Infrastruktur einfügen)
- Innerhalb einer Anlage wäre Transport kein Problem
- CO₂ – H₂ → Methanol wäre Bewertung 5 oder besser; Integration zu Jetfuel wäre schlechter als 5, da dies noch nicht bekannt ist
- DME aus CO₂ und H₂ → Technische Reife = 0 ?
- Das es funktioniert ist keine Frage; eher: Was ist die optimale Konfiguration? Unterschiedliche Hersteller/Anbieter haben gezeigt, dass Unterschiede sind nicht so dramatisch sind

* Keine Daten verfügbar

Methanol-/DME-Synthese

Bewertungsmatrix – Experte

sehr gut	gut	mittel	gering	sehr gering	ungeeignet
5	4	3	2	1	0

	Zielkonf. hinsichtlich PtL-Konzept	Techn. Reife	Spez. Stoffbedarf	Integration in das PtJ-System	Weitere Stoffströme	Spez. Plankosten	Ø
Methanol aus CO ₂ & H ₂	3	3	5	4	3	5	3,6
Methanol aus CO & H ₂	3	2	5	3	4	4	3,4
DME aus Methanol	3	3	3	3	2	*	2,8
DME aus CO & H ₂	3	2	3	3	3	2	2,8
DME aus CO ₂ & H ₂	3	0	3	1	3	3	2,3

Kommentare und Anmerkungen des Experten

- Zielkonformität könnte höher eingeschätzt werden (4-5), außer bei Prozessen, die auf Synthesegas (CO) basieren
 - > Frage nach der Quelle des CO muss gestellt werden
- Bei Methanol-Herstellung entsteht relativ große Menge Wasser > bei DME aus Methanol sollte Kriterium "weitere Stoffströme" nicht so schlecht bewertet werden > Methan entsteht bei allen Prozessen als Nebenprodukt
- DME ist als Produkt im MtJ-Prozess nicht zielführend > MeOH-Prozesse sollten bei „Integration ins PtJ-System“ höher bewertet werden als DME-Prozesse

* Keine Daten verfügbar

Methanol-/DME-Synthese

Bewertungsmatrix – Experte

sehr gut	gut	mittel	gering	sehr gering	ungeeignet
5	4	3	2	1	0

	Zielkonf. hinsichtlich PtL- Konzept	Techn. Reife	Spez. Stoff- bedarf	Integration in das PtJ- System	Weitere Stoff- ströme	Spez. Plan- kosten	Ø
Methanol aus CO ₂ & H ₂	3	3	5	4	3	5	3,6
Methanol aus CO & H ₂	3	2	5	3	4	4	3,4
DME aus Methanol	3	3	3	3	2	*	2,8
DME aus CO & H ₂	3	2	3	3	3	2	2,8
DME aus CO ₂ & H ₂	3	0	3	1	3	3	2,3

Kommentare und Anmerkungen des Experten

- MeOH-Synthese über Synthesegas (CO & H₂) ist keine sinnvolle Route zur Kerosinherstellung → nur sinnvoll zur Herstellung von hochreinem Methanol als Basischemikalie
- MeOH-Pfade über CO₂ wäre die sinnvollste Anwendung

* Keine Daten verfügbar

Methanol-/DME-Synthese

Bewertungsmatrix – Experte

sehr gut	gut	mittel	gering	sehr gering	ungeeignet
5	4	3	2	1	0

	Zielkonf. hinsichtlich PtL- Konzept	Techn. Reife	Spez. Stoff- bedarf	Integration in das PtJ- System	Weitere Stoff- ströme	Spez. Plan- kosten	Ø
Methanol aus CO ₂ & H ₂	3	3	5	4	3	5	3,6
Methanol aus CO & H ₂	3	2	5	3	4	4	3,4
DME aus Methanol	3	3	3	3	2	*	2,8
DME aus CO & H ₂	3	2	3	3	3	2	2,8
DME aus CO ₂ & H ₂	3	0	3	1	3	3	2,3

Kommentare und Anmerkungen des Experten

Methanol-Route ist grundsätzlich teurer und die Aufbereitung sehr komplex (im Vergleich zur FT-Synthese, a.d.A)

* Keine Daten verfügbar

Methanol/DME-Synthese

Bewertungsmatrix – Experte

sehr gut	gut	mittel	gering	sehr gering	ungeeignet
5	4	3	2	1	0

	Zielkonf. hinsichtlich PtL- Konzept	Techn. Reife	Spez. Stoff- bedarf	Integration in das PtJ- System	Weitere Stoff- ströme	Spez. Plan- kosten	Ø
Methanol aus CO ₂ & H ₂	3	3	5	4	3	5	3,6
Methanol aus CO & H ₂	3	2	5	3	4	4	3,4
DME aus Methanol	3	3	3	3	2 → 5	*	2,8
DME aus CO & H ₂	3	2	3	3	3	2	2,8
DME aus CO ₂ & H ₂	3	0	3	1	3	3	2,3

Kommentare und Anmerkungen des Experten

Weitere Stoffströme: (=weitere Rückstände) Sprung von Methanol (4) auf DME (2) nicht nachvollziehbar → eher das Gegenteil → bei DME aus Methanol wird kein Nebenprodukt hergestellt → DME aus Methanol eher 5 statt 3

Zielkonformität: alles 3? → nicht ganz nachvollziehbar, da an Feedstock Wasserstoff gekoppelt – welches Verbesserungspotenzial würde da überhaupt noch bestehen?

* Keine Daten verfügbar

Aufbereitung vom Methanol und DME zu Flugturbinenkraftstoffen

Bewertungsmatrix – Experte

	Zielkonf. hinsichtlich PtL-Konzept*	Techn. Reife	Spez. Stoff- bedarf †	Integration in das PtJ- System	Weitere Stoff- ströme †	Spez. Plan- kosten †	∅
Methanol-to-Olefins		4		2			
Methanol-to-Gasoline		5		0			
Methanol-to-Synfuels		1		4			
Methanol-to-Jet		1		5			

Kommentare und Anmerkungen des Experten

* Kriterium wurde nicht bewertet da für diesen Prozessschritt nicht sinnvoll

† Datenverfügbarkeit nicht ausreichend für qualitativen Vergleich

Betrachtung von zwei Seiten

- MtO-Prozess ist ein wesentlicher Schritt innerhalb von MtJ-Prozessen
- MtG ist nicht zielführend, wenn Kerosin hergestellt werden soll

Vergleich von MtG & MtJ: derzeit erhält man bei MtG höhere Ausbeute bezogen auf das Zielprodukt

Bei MtJ: Diesel- und Benzinfraktionen als Nebenprodukte, erfüllen nicht vollständig die Anforderungen an Kraftstoffe, aber können in Raffinerie weiterverarbeitet werden

Anfall von Reaktionswasser könnte bei MtG etwas höher sein als bei MtJ → MtJ könnte bei „weitere Stoffströme“ positiver bewertet werden

MtJ deutlich teurer als MtG oder MtO, da mindestens drei Prozessstufen benötigt werden im Vergleich zu einer bei MtG/MtO

sehr gut	gut	mittel	gering	sehr gering	ungeeignet
5	4	3	2	1	0

Aufbereitung vom Methanol und DME zu Flugturbinenkraftstoffen

Bewertungsmatrix – Experte

	Zielkonf. hinsichtlich PtL-Konzept*	Techn. Reife	Spez. Stoff- bedarf †	Integration in das PtJ- System	Weitere Stoff- ströme †	Spez. Plan- kosten †	∅
Methanol-to-Olefins		4		2			
Methanol-to-Gasoline		5		0			
Methanol-to-Synfuels		1		4			
Methanol-to-Jet		1		5			

Kommentare und Anmerkungen des Experten

* Kriterium wurde nicht bewertet da für diesen Prozessschritt nicht sinnvoll

† Datenverfügbarkeit nicht ausreichend für qualitativen Vergleich

- MtO zu Olefinerzeugung hat als Einzelprozess sehr hohe Reife, als Gesamtprozess noch nicht ausreichend erforscht
- Verfahren bereits seit 70er oder 80er bekannt (z.B. Lurgi)
- Technologie nicht unbekannt; aber kommerziell nicht oft gemacht
- Anlage MtO und Olefin-Oligomerisierungsschritt z. B. bereits in Südafrika umgesetzt
- FT → viele nicht-gewollte Nebenprodukte/ Vorteil Methanolroute: Vielfalt an Spezies besser einstellbar

sehr gut	gut	mittel	gering	sehr gering	ungeeignet
5	4	3	2	1	0

Anhang 2

Fragenkatalog 1



Fragenkatalog - Standortauswahl

EPP - Entwicklungsplattform PtL-Kraftstoffe

Pre-Basic Engineering

AN-Proj.-Nr.: P001092
 AN-Dok.-Nr.: ADBR-001
 Proj.-Code.: POW2LIQ
 Rev./Datum: 02 / 22.01.2021
 Seite: 1 von 6

Fragenkatalog - Standortauswahl

EPP - Entwicklungsplattform PtL-Kraftstoffe

Pre-Basic Engineering

02	Aktualisierung Nr. 2	G. Frech	21.01.21	M. Vorsatz	22.01.21	U. Gaudig	22.01.21
01	Aktualisierung	G. Frech	12.01.21	M. Vorsatz	12.01.21		
00	Erstellung	Dr. Tauchnitz	10.12.20				
Rev.	Art der Änderung	bearbeitet	Datum	geprüft	Datum	freigegeben	Datum



Fragenkatalog - Standortauswahl


EPP - Entwicklungsplattform PtL-Kraftstoffe

Pre-Basic Engineering

AN-Proj.-Nr.: P001092
 AN-Dok.-Nr.: ADBR-001
 Proj.-Code.: POW2LIQ
 Rev./Datum: 02 / 22.01.2021
 Seite: 2 von 6

Mit der Beantwortung der folgenden Fragen geben Sie uns die Möglichkeit, eine erste Abschätzung über die Eignung Ihres Standortes zur Errichtung einer möglichen Entwicklungsplattform für PtL-Kraftstoffe (kurz EPP) zu erhalten. Sollten Sie Fragen nicht mit einem vertretbaren Aufwand beantworten können oder würde Ihre Antwort negativ ausfallen, bedeutet dies nicht, dass Ihr Standort grundsätzlich nicht geeignet ist. Falls Sie weitere Bemerkungen haben, bitten wir Sie hierfür das Textfeld unter Punkt 18 zu nutzen.

Bezeichnung Industriestandort	
Anschrift	
Firma	
Postfach	
Straße	
Postleitzahl	
Ort	
Organisationsform des Standortes (z.B. Infrastrukturgesellschaft, Konzern)	
Anzahl der Beschäftigten am Standort insgesamt (ca.)	
Ansprechpartner	
Bereich	
Abteilung	
Anrede	
Titel	
Vorname	
Name	
Telefon	
Telefax	
E-Mail	
Internet	
Land	Bundesrepublik Deutschland
Bundesland	

	Fragenkatalog - Standortauswahl EPP - Entwicklungsplattform PtL-Kraftstoffe Pre-Basic Engineering	AN-Proj.-Nr.: P001092 AN-Dok.-Nr.: ADBR-001 Proj.-Code.: POW2LIQ Rev./Datum: 02 / 22.01.2021 Seite: 3 von 6
--	--	---

Verfügbarkeit Freifläche

Für die Errichtung der Entwicklungsplattform für PtL-Kraftstoffe werden voraussichtlich ca. 30.000 m² Fläche benötigt. Dieser Flächenbedarf wurde im Rahmen einer ersten Abschätzung für die Haupt- und Nebenanlagen ermittelt. Die Fläche sollte per Lkw gut erreichbar sein und eine Geometrie aufweisen, die die Positionierung konventioneller Anlagentechnik ermöglicht.

1. Können Sie an Ihrem Standort eine derartige Fläche zur Verfügung stellen?

Antwort:

2. Ist mit Einschränkungen bei der Flächenverfügbarkeit zu rechnen und falls ja, mit welchen?

Antwort:

3. Stehen neben dem genannten Bedarf weitere Flächen für eine potentielle Erweiterung der Anlage oder für die Errichtung von Erneuerbare-Energien-Anlagen zur Verfügung und falls ja, in welchem Umfang?

Antwort:

Verfügbarkeit elektrische Energie

Für die geplante strombasierte Produktion flüssiger Kraftstoffe werden bei einem Betrieb mit 8.000 Volllaststunden pro Jahr ca. 50 MW_{el} elektrische Leistung, sowie ca. 400 GWh_{el} elektrische Energie benötigt.

4. Können Sie ca. 50 MW_{el} elektrische Leistung mit einer Bezugszeit von 8.000 Volllaststunden pro Jahr an Ihrem Standort zur Verfügung stellen?

Antwort:

5. Welche Energiequellen werden zur Erzeugung der elektrischen Energie an ihrem Standort eingesetzt?





Antwort:

6. Ist ein direkter Bezug erneuerbar erzeugter elektrischer Energie im erforderlichen Umfang aktuell oder in Zukunft möglich?

Antwort:

7. Ist mit Einschränkungen bei der Verfügbarkeit elektrischer Energie zu rechnen und falls ja, mit welchen?

Antwort:

   	Fragenkatalog - Standortauswahl EPP - Entwicklungsplattform PtL-Kraftstoffe Pre-Basic Engineering	AN-Proj.-Nr.: P001092 AN-Dok.-Nr.: ADBR-001 Proj.-Code.: POW2LIQ Rev./Datum: 02 / 22.01.2021 Seite: 4 von 6
---	--	---

Verfügbarkeit CO₂-Quelle

Ein Baustein zur Produktion strombasierter flüssiger Kraftstoffe ist eine geeignete CO₂-Quelle. Hierfür würden nach einer ersten Abschätzung Bioethanol-, Biogas-, Müllverbrennungsanlagen, Papierindustrie, Stahl- und Zementwerke in Frage kommen. Bei einem kontinuierlichen Betrieb wird aktuell mit einem Bedarf von ca. 6.900 kg_{CO2}/h bzw. ca. 55.000 t_{CO2}/a gerechnet.

8. Kann an Ihrem Standort die zuvor genannte Menge an CO₂ direkt oder über Dritte bezogen werden? In welchem Umkreis (in km) gibt es, sofern bekannt, oben genannte Anlagen / Industrien als mögliche CO₂-Bezugsquellen?

Antwort:

9. Durch welche Quellen kann die erforderliche Menge CO₂ bereitgestellt werden?

Antwort:

10. Sofern bekannt, ist mit Einschränkungen bei der Verfügbarkeit der Kohlenstoffdioxid-Quelle (z.B. durch Inspektionen) zu rechnen und falls ja, mit welchen?

Antwort:

Verfügbarkeit Prozesswasser

Der durch elektrolytisch gespaltenes Wasser erzeugte Wasserstoff ist ein weiterer Baustein zur Produktion strombasierter flüssiger Kraftstoffe. Der Bezug von ca. 8,2 m³/h bzw. ca. 66.000 m³/a Prozesswasser ist daher essentiell.

11. Können an Ihrem Standort die genannten Mengen an Prozesswasser (Trinkwasserqualität) bezogen werden?

Antwort:

12. Sofern bekannt, ist mit Einschränkungen bei der Verfügbarkeit von Prozesswasser zu rechnen und falls ja, mit welchen?

Antwort:

Personalbeschaffung Anlagenbetrieb

13. Wie schätzen Sie das Potential zur Personaldeckung (ca. 60 Mitarbeiter zum Anlagenbetrieb) an Ihrem Standort ein?

Antwort:



Fragenkatalog - Standortauswahl

EPP - Entwicklungsplattform PtL-Kraftstoffe

Pre-Basic Engineering

AN-Proj.-Nr.: P001092
 AN-Dok.-Nr.: ADBR-001
 Proj.-Code.: POW2LIQ
 Rev./Datum: 02 / 22.01.2021
 Seite: 5 von 6

Verfügbarkeit Abwasseraufbereitungskapazität

Durch die Synthesestufen und weitere Verfahrensschritte wird es zu prozessbedingtem Abwasser kommen. Entsprechend einer ersten Abschätzung ist mit einer Abwassermenge von ca. 2,8 m³/h, bzw. ca. 22.200 m³/a zu rechnen.

14. Bestehen an Ihrem Standort für die genannten Abwassermengen ausreichende Kapazitäten zur Aufbereitung?

Antwort:

15. Ist mit Einschränkungen bei der Aufbereitung von Abwasser zu rechnen und falls ja, mit welchen?

Antwort:


Merkmale des Standortes

Die geplante PtL-Anlage ist eine industrielle Chemieanlage, die mit einer kleineren Raffinerie zur Erzeugung von Kraftstoffen vergleichbar ist. Gibt es an Ihrem Standort weitere Aspekte, welche die Integration einer solchen Anlage erleichtern würden (z.B. administrative oder technologische Synergieeffekte)? In den freien Feldern haben Sie die Möglichkeit weitere Aspekte / Betriebsmittelsysteme einzutragen.

... ist / sind vorhanden	ja	nein	ist geplant
Werkschutz			
Werkfeuerwehr			
Stickstoffversorgung			
Wasserstoffversorgung			
...			
...			
...			
...			
Rückkühlkapazitäten			

16. Wie bewerten Sie die logistische Anbindung ihres Industrieparks?

Antwort:

	Fragenkatalog - Standortauswahl EPP - Entwicklungsplattform PtL-Kraftstoffe Pre-Basic Engineering	AN-Proj.-Nr.: P001092 AN-Dok.-Nr.: ADBR-001 Proj.-Code.: POW2LIQ Rev./Datum: 02 / 22.01.2021 Seite: 6 von 6
--	--	---


17. Wie schätzen Sie die allgemeine Genehmigungsfähigkeit einer derartigen Anlage an Ihrem Standort ein? Existieren z.B. erhöhte Immissionsgrenzwerte, oder gibt es Bürgerinitiativen gegen industrielle Großprojekte?

Antwort:

18. Bemerkungen:

Anhang 3

Fragenkatalog 2

	Fragenkatalog 2 - Standortauswahl EPP - Entwicklungsplattform PtL-Kraftstoffe Pre-Basic Engineering	AN-Proj.-Nr.: P001092 AN-Dok.-Nr.: ADBR00-002 Proj.-Code.: POW2LIQ Rev./Datum: 04 / 02.03.2021 Seite: 1 von 12
--	--	--





Fragenkatalog 2 - Standortauswahl

EPP - Entwicklungsplattform PtL-Kraftstoffe

Pre-Basic Engineering

D-ADXX01, Rev.01,0717


04	Aktualisierung/Finalisierung	G. Frech	24.02.21	Dr. Tauchnitz	26.02.21	M. Vorsatz	02.03.21
00	Erstellung	Dr. Tauchnitz	25.01.21	G. Frech	25.01.21	M. Vorsatz	25.01.21
Rev.	Art der Änderung	bearbeitet	Datum	geprüft	Datum	freigegeben	Datum

   	Fragenkatalog 2 - Standortauswahl EPP - Entwicklungsplattform PtL-Kraftstoffe Pre-Basic Engineering	AN-Proj.-Nr.: P001092 AN-Dok.-Nr.: ADBR00-002 Proj.-Code.: POW2LIQ Rev./Datum: 04 / 02.03.2021 Seite: 2 von 12
--	--	--

1 Standortdaten und Ansprechpartner

Mit der Beantwortung der folgenden Fragen geben Sie uns die Möglichkeit, die Attraktivität Ihres Standortes zur Errichtung der Entwicklungsplattform für PtL-Kraftstoffe tiefergehend zu analysieren. Falls Sie weitere Anmerkungen haben, bitten wir Sie hierfür das Textfeld unter Punkt 3 zu nutzen.

Bezeichnung Industriestandort	
Anschrift	
Firma	
Postfach	
Straße	
Postleitzahl	
Ort	
Ansprechpartner	
Bereich	
Abteilung	
Anrede	
Titel	
Vorname	
Name	
Telefon	
Telefax	
E-Mail	
Internet	

	Fragenkatalog 2 - Standortauswahl EPP - Entwicklungsplattform PtL-Kraftstoffe Pre-Basic Engineering	AN-Proj.-Nr.: P001092 AN-Dok.-Nr.: ADBR00-002 Proj.-Code.: POW2LIQ Rev./Datum: 04 / 02.03.2021 Seite: 3 von 12
--	--	--

2 Nutzwerte zur Standortauswahl

2.1 Strukturpolitisches Umfeld Ihres Standortes

2.1.1 Strukturwandel

- Ihre Region ist nicht vom Strukturwandel, beispielsweise Braunkohleausstieg, betroffen
- Ihre Region ist teilweise vom Strukturwandel betroffen
- Ihre Region ist vom Strukturwandel betroffen

Weitere Anmerkungen:

2.1.2 Akzeptanz in der Bevölkerung hinsichtlich industrieller Großprojekte

Gibt es verstärkt Beschwerden aus den umliegenden Gemeinden?

- Nein
- Ja

Erläuterungen:

Gibt es Bürgerinitiativen gegen einen weiteren Ausbau Ihres Standortes?

- Nein
- Ja

Erläuterungen:





2.2 Logistische Anbindung Ihres Standortes

2.2.1 Anbindung an Fernstraßen

- ≥ 50 km
- 49 km bis 10 km
- ≤ 10 km

2.2.2 Anbindung an den Fernverkehr der Bahn

- ≥ 50 km
- 49 km bis 10 km
- ≤ 10 km

   	Fragenkatalog 2 - Standortauswahl EPP - Entwicklungsplattform PtL-Kraftstoffe Pre-Basic Engineering	AN-Proj.-Nr.: P001092 AN-Dok.-Nr.: ADBR00-002 Proj.-Code.: POW2LIQ Rev./Datum: 04 / 02.03.2021 Seite: 4 von 12
---	--	--

2.2.3 Anbindung öffentlicher Personennahverkehr

- ≥ 2 km; Takt: ≥ 40 min
- 1 bis 2 km; Takt: 20 bis 40 min
- ≤ 1 km; Takt: ≤ 20 min

2.2.4 Anbindung an Flughäfen

- ≥ 200 km
- 101 km bis 199 km
- ≤ 100 km

2.2.5 Verladung und Entladung TKW (Tankkraftwagen, Straßenverkehr)

Die geplante Produktionskapazität der EPP entspricht ca. 10.000 t_{Kraftstoff}/a. Können Sie an Ihrem Standort entsprechend der folgenden Auswahlmöglichkeiten Verladungsdienstleistungen für Tankkraftwagen zur Verfügung stellen?

- Nicht vorhanden
- Vorhanden, anteilig nutzbar für einen Teil der Produktionskapazität der EPP, geschätzter Anteil in %: _____
- Vorhanden, nutzbar für die gesamte Produktionskapazität der EPP


2.2.6 Verladung und Entladung KWG (Kesselwagen, Schienenverkehr)

Die geplante Produktionskapazität der EPP entspricht ca. 10.000 t_{Kraftstoff}/a. Können Sie an Ihrem Standort entsprechend der folgenden Auswahlmöglichkeiten Verladungsdienstleistungen für Kesselwagen zur Verfügung stellen?

- Nicht vorhanden
- Vorhanden, anteilig nutzbar für einen Teil der Produktionskapazität der EPP geschätzter Anteil in %: _____
- Vorhanden, nutzbar für gesamte Produktionskapazität der EPP

2.2.7 Anbindung an Wasserwege (Fluss-, Kanal, Meer) für den Schiffrtransport

- ≥ 5 km
- 1 km bis 5 km
- Am Standort vorhanden, mitnutzbar

	Fragenkatalog 2 - Standortauswahl EPP - Entwicklungsplattform PtL-Kraftstoffe Pre-Basic Engineering	AN-Proj.-Nr.: P001092 AN-Dok.-Nr.: ADBR00-002 Proj.-Code.: POW2LIQ Rev./Datum: 04 / 02.03.2021 Seite: 5 von 12
--	--	--

2.3 Schnittstellen Forschung und Entwicklung, Qualifizierung

2.3.1 Entfernung zu Universitäten, universitäre Einrichtungen, Instituten mit technologischem Forschungsschwerpunkt

Benennung Institution/-en

- | | | |
|--------------------------|-----------------|-------|
| <input type="checkbox"/> | ≥ 61 km | _____ |
| <input type="checkbox"/> | 21 km bis 60 km | _____ |
| <input type="checkbox"/> | ≤ 20 km | _____ |

2.3.2 Entfernung zu Möglichkeiten der Lehre, Aus- und Weiterbildung mit technologischem Schwerpunkt

Benennung Institution/-en

- | | | |
|--------------------------|-----------------|-------|
| <input type="checkbox"/> | ≥ 61 km | _____ |
| <input type="checkbox"/> | 21 km bis 60 km | _____ |
| <input type="checkbox"/> | ≤ 20 km | _____ |

2.4 Gesellschaftliches Umfeld

2.4.1 Entfernung zu nutzbarer Kantine und Verpflegung

- | | |
|--------------------------|---------------|
| <input type="checkbox"/> | ≥ 2 km |
| <input type="checkbox"/> | 1 km bis 2 km |
| <input type="checkbox"/> | ≤ 1 km |





2.4.2 Attraktives Wohnumfeld¹

- | | |
|--------------------------|-------------|
| <input type="checkbox"/> | Sehr gut |
| <input type="checkbox"/> | Gut |
| <input type="checkbox"/> | Weniger gut |

2.4.3 Entfernung zu Hotels und Pensionen

- | | |
|--------------------------|---------------|
| <input type="checkbox"/> | ≥ 10 km |
| <input type="checkbox"/> | 3 km bis 9 km |
| <input type="checkbox"/> | ≤ 2 km |

¹ Bewertung der Region entsprechend Karte Niveauranking IW Consult It. Anhang 1

   	Fragenkatalog 2 - Standortauswahl EPP - Entwicklungsplattform PtL-Kraftstoffe Pre-Basic Engineering	AN-Proj.-Nr.: P001092 AN-Dok.-Nr.: ADBR00-002 Proj.-Code.: POW2LIQ Rev./Datum: 04 / 02.03.2021 Seite: 6 von 12
---	--	--

2.5 Administrative Synergieeffekte

2.5.1 Thematische Schnittmengen H₂-Technologien, Synthesestrategien

Ein wesentliches Ziel der EPP ist es die Verkettung und Industrialisierung, der Power-to-Liquid-Technologien entlang der gesamten Bereitstellungskette, zu demonstrieren. Neben etablierten Technologien, wie der alkalischen Elektrolyse, werden Einzelkomponenten erprobt, welche weitgehend bekannt und teilweise erprobt, jedoch in der benötigten Leistungsklasse noch nicht existieren. Hierzu gehören z.B. Anlagen für die reverse Wassergas-Shift-Reaktion, die Fischer-Tropsch-Synthese und das Hydrotreating. Das Vorhaben kann somit als „grüne Raffinerie, im semi-industriellen Maßstab mit Forschungscharakter“ beschrieben werden. Wie schätzen Sie die thematischen Schnittmengen Ihres Standortes im Bezug zum beschriebenen Vorhaben ein?

- entsprechen nicht denen der Entwicklungsplattform für PtL- Kraftstoffe (EPP)
- entsprechen teilweise der EPP
- entsprechen der EPP

2.5.2 Entfernung zu technischen Diensten, Dienstleistern, Engineering-Unternehmen

- ≥ 31 km
- ≤ 30 km
- am Standort

2.5.3 Entfernung zu IT-Services

- ≥ 31 km
- ≤ 30 km
- am Standort

2.5.4 Werksfeuerwehr, übergeordnete Gefahrenabwehr, Störfallpläne


- Nicht vorhanden oder kann nicht genutzt werden
- eingeschränkte Nutzung möglich
mit welchen Einschränkungen ist zu rechnen: _____
- vorhanden, kann genutzt werden

2.5.5 Werkseinzäunung

- Nicht vorhanden
- Teilweise vorhanden, mit geringem Aufwand herzustellen
- Vorhanden

2.5.6 Werksschutz

- Nicht vorhanden oder kann nicht genutzt werden
- eingeschränkte Nutzung möglich
mit welchen Einschränkungen ist zu rechnen: _____
- Vorhanden, kann genutzt werden

	Fragenkatalog 2 - Standortauswahl EPP - Entwicklungsplattform PtL-Kraftstoffe Pre-Basic Engineering	AN-Proj.-Nr.: P001092 AN-Dok.-Nr.: ADBR00-002 Proj.-Code.: POW2LIQ Rev./Datum: 04 / 02.03.2021 Seite: 7 von 12
--	--	--

2.6 Technologische Synergieeffekte

2.6.1 Redundante Versorgung mit elektrischer Energie

Für die geplante strombasierte Produktion flüssiger Kraftstoffe werden bei einem Betrieb mit 8.000 Volllaststunden pro Jahr ca. 50 MW_{el} elektrische Leistung sowie ca. 400 GWh_{el} elektrische Energie benötigt. Diese Energie sollte vorzugsweise aus erneuerbaren Quellen stammen. Zur redundanten Versorgung können auch andere Quellen in Frage kommen. Können Sie die redundante Versorgung mit el. Energie an Ihrem Standort im geforderten Umfang bereitstellen?

- Keine redundante Versorgung mit elektrischer Energie verfügbar
- Teilweise redundante Versorgung mit elektrischer Energie verfügbar
geschätzter Anteil in %: _____
- Versorgung mit elektrischer Energie redundant verfügbar

2.6.2 Wärmeversorgung (Dampf Niederdruck „ND“, Mitteldruck „MD“ und Hochdruck „HD“)





Der genaue Wärmebedarf kann zum Zeitpunkt nicht spezifiziert werden. Aus diesem Grund bitten wir Sie eine allgemeine Aussage zu Ihren Dienstleitungen bzgl. der Versorgung mit Prozesswärme anzugeben.

- | ND | MD | HD | |
|--------------------------|--------------------------|--------------------------|----------------------------|
| <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | Keine Versorgung verfügbar |
| <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | Versorgung verfügbar |

2.6.3 Redundante Wasserstoffversorgung

Für die geplante strombasierte Produktion flüssiger Kraftstoffe werden bei einem Betrieb mit 8.000 Volllaststunden pro Jahr ca. 700 kg_{H₂}/h (5.600 t_{H₂}/a) benötigt. Der Wasserstoff soll durch die EPP selbst produziert und bereitgestellt werden. Für geplante Stillstände, oder Phasen des Umbaus ist eine redundante Versorgung durch den Standort von Vorteil. Können Sie entsprechend der folgenden Auswahlmöglichkeiten diese Menge Wasserstoff zur Verfügung stellen?

- | | | |
|--------------------------|---|--------------------------------------|
| | Herstellungspfad (z.B.
Dampfreformierung) | |
| <input type="checkbox"/> | Keine Versorgung mit H ₂ verfügbar | |
| <input type="checkbox"/> | Teilweise Versorgung mit H ₂ verfügbar | _____ geschätzter Anteil in %: _____ |
| <input type="checkbox"/> | Versorgung mit H ₂ verfügbar | _____ |

   	Fragenkatalog 2 - Standortauswahl EPP - Entwicklungsplattform PtL-Kraftstoffe Pre-Basic Engineering	AN-Proj.-Nr.: P001092 AN-Dok.-Nr.: ADBR00-002 Proj.-Code.: POW2LIQ Rev./Datum: 04 / 02.03.2021 Seite: 8 von 12
---	--	--

2.6.4 Redundante CO₂-Versorgung

Für die geplante strombasierte Produktion flüssiger Kraftstoffe werden bei einem Betrieb mit 8.000 Voll- laststunden pro Jahr ca. 7.000 kg_{CO2}/h (56.000 t_{CO2}/a) benötigt. Das CO₂ sollte vorzugsweise aus erneuerbaren Quellen stammen. Zur redundanten Versorgung können auch andere Quellen in Frage kommen. Können Sie eine redundante Versorgung mit CO₂ an Ihrem Standort im geforderten Umfang bereitstellen?

- Bereitstellungspfad (z.B. Rauchgas-fossil)
- Keine Versorgung mit CO₂
- Teilweise Versorgung mit CO₂ _____ geschätzter Anteil in %: _____
- Versorgung mit CO₂ verfügbar _____

2.6.5 Netze für PtL-Edukte auf dem Werksgelände





- | | | |
|--------------------------|--------------------------|--|
| CO ₂ | H ₂ | |
| <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | Keine Netze vorhanden |
| <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | Netze vorhanden, Erweiterung auf „letzter Meile“ notwendig und Nutzung möglich |
| <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | Netze vorhanden, liegt am potenziellen Baufeld und Nutzung möglich |

Weitere Anmerkungen:

2.6.6 Netze für PtL-Produkte auf dem Werksgelände

- | | | | |
|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--|
| Leichte Fraktionen | Kerosin | Schwere Fraktionen | |
| <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | Keine Netze vorhanden |
| <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | Netze vorhanden, Erweiterung auf „letzter Meile“ notwendig und Nutzung möglich |
| <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | Netze vorhanden, liegt am potenziellen Baufeld und Nutzung möglich |

Weitere Anmerkungen:

   	Fragenkatalog 2 - Standortauswahl EPP - Entwicklungsplattform PtL-Kraftstoffe Pre-Basic Engineering	AN-Proj.-Nr.: P001092 AN-Dok.-Nr.: ADBR00-002 Proj.-Code.: POW2LIQ Rev./Datum: 04 / 02.03.2021 Seite: 9 von 12
---	--	--

2.6.7 Raffinerie am Standort

- bisherige Technologien untypisch für Raffineriebetrieb
- Technologien teilweise typisch für Raffineriebetrieb
- Raffinerie vorhanden

2.6.8 Weiterverarbeitung / Verkauf von O₂

Bei der geplanten strombasierten Produktion flüssiger Kraftstoffe werden bei einem Betrieb mit 8.000 Voll-
laststunden pro Jahr ca. 5.500 kg_{O₂}/h (44.000 t_{O₂}/a) als Nebenprodukt entstehen. Können Sie entsprechend der
folgenden Auswahlmöglichkeiten diese Menge Sauerstoff an Ihrem Standort weiterverarbeiten?

- O₂ kann nicht eingespeist und/oder verkauft werden
- O₂ kann teilweise eingespeist und/oder verkauft werden
geschätzter Anteil in %: _____
- O₂ kann sowohl eingespeist als auch verkauft werden

2.6.9 Zentrales Fackelsystem

- Fackelsystem ist nicht vorhanden
- Vorhandenes Fackelsystem teilweise nutzbar
geschätzte Einschränkungen: _____
- Vorhandenes Fackelsystem kann mitgenutzt werden


2.6.10 Immissionskapazitäten Schadstoffe, Beispiel: NO_x [ppm]

Da die Emissionen der EPP noch unbekannt sind, aber im Allgemeinen mit zusätzlichen Emissionen zu rechnen
ist, bitten wir Sie den Beurteilungspunkt zum Immissionsschutz für die bisherigen Genehmigungsverfahren, die
betrachteten Schadstoffe und das Delta zum Grenzbereich zu beziffern.

Schadstoff	Beurteilungspunkt/-e:			Bemerkung
	Immissionen im Grenzbereich	Immissionen 50 % des Grenzbereichs	Immissionen 25 % des Grenzbereichs	

2.6.11 Immissionsgrenzwerte Lärm/ [dB(A)]

Lärm	Beurteilungspunkt/-e:			Bemerkung
	Immissionen im Grenzbereich	Immissionen 50 % des Grenzbereichs	Immissionen 25 % des Grenzbereichs	
dB(A)				

	Fragenkatalog 2 - Standortauswahl EPP - Entwicklungsplattform PtL-Kraftstoffe Pre-Basic Engineering	AN-Proj.-Nr.: P001092 AN-Dok.-Nr.: ADBR00-002 Proj.-Code.: POW2LIQ Rev./Datum: 04 / 02.03.2021 Seite: 10 von 12
--	--	---

2.7 Gewerbeobjekte/ Liegenschaften

2.7.1 Laborkapazität (Zertifizierung, Leistungsumfang)

- Laborkapazitäten sind nicht vorhanden oder deren Mitnutzung ist nicht möglich
- Laborkapazitäten teilweise vorhanden, Mitnutzung möglich
- Laborkapazitäten vorhanden, Mitnutzung möglich

Weitere Anmerkungen:

2.7.2 Gewerbeimmobilien, Bürogebäude


- Bürogebäude sind nicht vorhanden oder deren Mitnutzung ist nicht möglich
- Bürogebäude teilweise vorhanden, Mitnutzung möglich
- Bürogebäude vorhanden, Mitnutzung möglich

Weitere Anmerkungen:





2.7.3 Werkstatteinrichtungen und technische Instandhaltung

- Werkstätten sind nicht vorhanden oder deren Mitnutzung ist nicht möglich
- Werkstätten teilweise vorhanden, Mitnutzung möglich
- Werkstätten vorhanden, Mitnutzung möglich

Weitere Anmerkungen:

	Fragenkatalog 2 - Standortauswahl EPP - Entwicklungsplattform PtL-Kraftstoffe Pre-Basic Engineering	AN-Proj.-Nr.: P001092 AN-Dok.-Nr.: ADBR00-002 Proj.-Code.: POW2LIQ Rev./Datum: 04 / 02.03.2021 Seite: 11 von 12
--	--	---





3 Weitere Anmerkungen:

   	Fragenkatalog 2 - Standortauswahl EPP - Entwicklungsplattform PtL-Kraftstoffe Pre-Basic Engineering	AN-Proj.-Nr.: P001092 AN-Dok.-Nr.: ADBR00-002 Proj.-Code.: POW2LIQ Rev./Datum: 04 / 02.03.2021 Seite: 12 von 12
---	--	---

ANHANG 1

Anhang 4

Kontaktdaten Standorte mit Erfüllung der Mindestkriterien

   	Zwischenbericht Arbeitspaket 2 Kontakt Daten Standorte		AN-Proj.-Nr.: P001092 AN-Dok.-Nr.: VTLT00-025 Proj.-Code.: POW2LIQ Rev./Datum: 00 / 25.06.2021 Seite: 1 von 3
	Standortanalyse EPP - Entwicklungsplattform PtL-Kraftstoffe		

Zwischenbericht Arbeitspaket 2

Kontakt Daten Standorte

Standortanalyse

EPP - Entwicklungsplattform PtL-Kraftstoffe

00	Ersterstellung	Weidenmüller	25.06.21	MVo	25.06.21	UGd	25.06.21
Rev.	Art der Änderung	bearbeitet	Datum	geprüft	Datum	freigegeben	Datum

Standortanalyse

EPP - Entwicklungsplattform PtL-Kraftstoffe

Standort-bezeichnung	Firma	Anschrift	Ansprechpartner	Telefon-nummer	E-Mail-Adresse
Bitterfeld-Wolfen	Chemiepark Bitterfeld-Wolfen GmbH	OT Bitterfeld Zörbiger Straße 22 06749 Bitterfeld-Wolfen	Max Fuhr	+49 349372018	Max.fuhr@chemiepark.de
Burghausen	OMV Deutschland GmbH	Haiminger Str. 1 84489 Burghausen	Dr. Robert Lackner	+4986779602700	robert.lackner@omv.com
	Wacker Chemie AG	Johannes-Hess-Straße 24 84489 Burghausen	Dr. Peter Gigler	+498962791319	peter.gigler@wacker.com
Gelsenkirchen-Scholven	Ruhr Oel GmbH bp Gelsenkirchen	Pawiker Straße 30 45896 Gelsenkirchen	Dr. Ralf Wernke	+4923443662191	Ralf.wernke@de.bp.com
Heinsberg-Oberbruch	Veolia Industriepark Deutschland GmbH	Boos-Fremery-Str. 62 52525 Heinsberg	Josef Minkenberg	+492452152772	josef.minkenberg@veolia.com
Höchst	Infraserv GMBH & CO. Höchst KG	Industriepark Höchst 65926 Frankfurt am Main	Dr. Thomas Beck	+496930546305	Thomas.Beck@Infraserv.com
Kalle-Albert Wiesbaden	InfraServ GmbH & Co. Wiesbaden KG	Kasteler Straße 45 65203 Wiesbaden	Hazel Niehues	+496119628100	hazel.niehues@infraserv-wi.de
Karlsruhe	MiRO Mineraloel- raffinerie Oberrhein GmbH & Co. KG	Nördliche Raffineriestr. 1 76187 Karlsruhe	Frank Schäfer	+497219581501	frank.schaefer@miro-ka.de
Leuna	InfraLeuna GmbH	Am Haupttor 06237 Leuna	Martin Naundorf	+493461434167	m.naundorf@infraleuna.de
Lingen	Stadt Lingen (Ems)	Neue Straße 3 49808 Lingen (Ems)	Dietmar Lager	+495919144803	d.lager@lingen.de

**Zwischenbericht Arbeitspaket 2
Kontakt Daten Standorte**

AN-Proj.-Nr.: P001092
 AN-Dok.-Nr.: VTLT00-025
 Proj.-Code.: POW2LIQ
 Rev./Datum: 00 / 25.06.2021
 Seite: 3 von 3

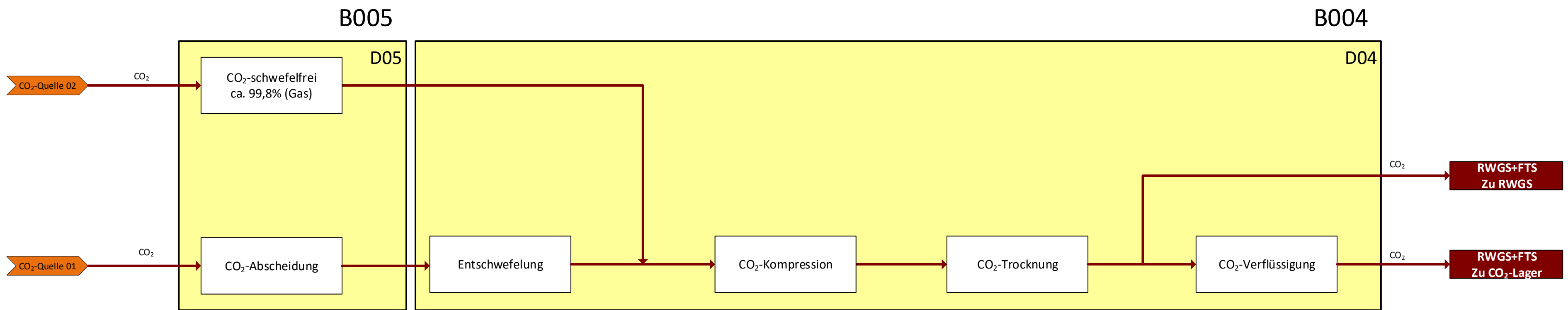
Standortanalyse

EPP - Entwicklungsplattform PtL-Kraftstoffe




Standort-bezeichnung	Firma	Anschrift	Ansprechpartner	Telefon-nummer	E-Mail-Adresse
Lingen BP	BP Europa SE	Raffineriestr. 1 49808 Lingen (Ems)	Dr. Dagmar Beiermann	+4915112580831	Dagmar.Beiermann@ bp.com
Ludwigshafen	TRIWO AG	Giulinistraße 2 67065 Ludwigshafen	Johannes Sieringer	+49725170293510	johannes.sieringer@triwo.de
Nordenham	Rhenus SE & Co. KG	Walther-Rathenau-Str. 25 26954 Nordenham	Jürgen B. Mayer Renko Buhr	+49473184262 +49473184295	juergen.mayer@ nordenham.de renko.buhr@nordenham.de
Rudolstadt/ Schwarza	Wirtschaftsförderagentur Saalfeld-Rudolstadt	Prof.-Hermann-Klare-Straße 6 07407 Rudolstadt	Matthias Fritsche	+493672308200 oder +4916099004581	wifag@saalewirtschaft-wifa.de
Schwedt/ Oder	Industriepark Schwedt GmbH & Co. KG	Passower Chaussee 111 16303 Schwedt/Oder	Viola Brocker	+4933324605496	v.brocker@ pck.de
Walsrode	Industriepark Walsrode Deltaland GmbH im Auftrag der DDP	August-Wolff-Straße 13 29699 Walsrode	Michael Krohn	+4951629852031	krohn@ deltaland.de
Zeitz	Infra-Zeitz Service- gesellschaft mbH	Hauptstraße 30 06729 Elsteraue	Arvid Friebe	+493441842402	a.friebe@ infra-zeitz.de

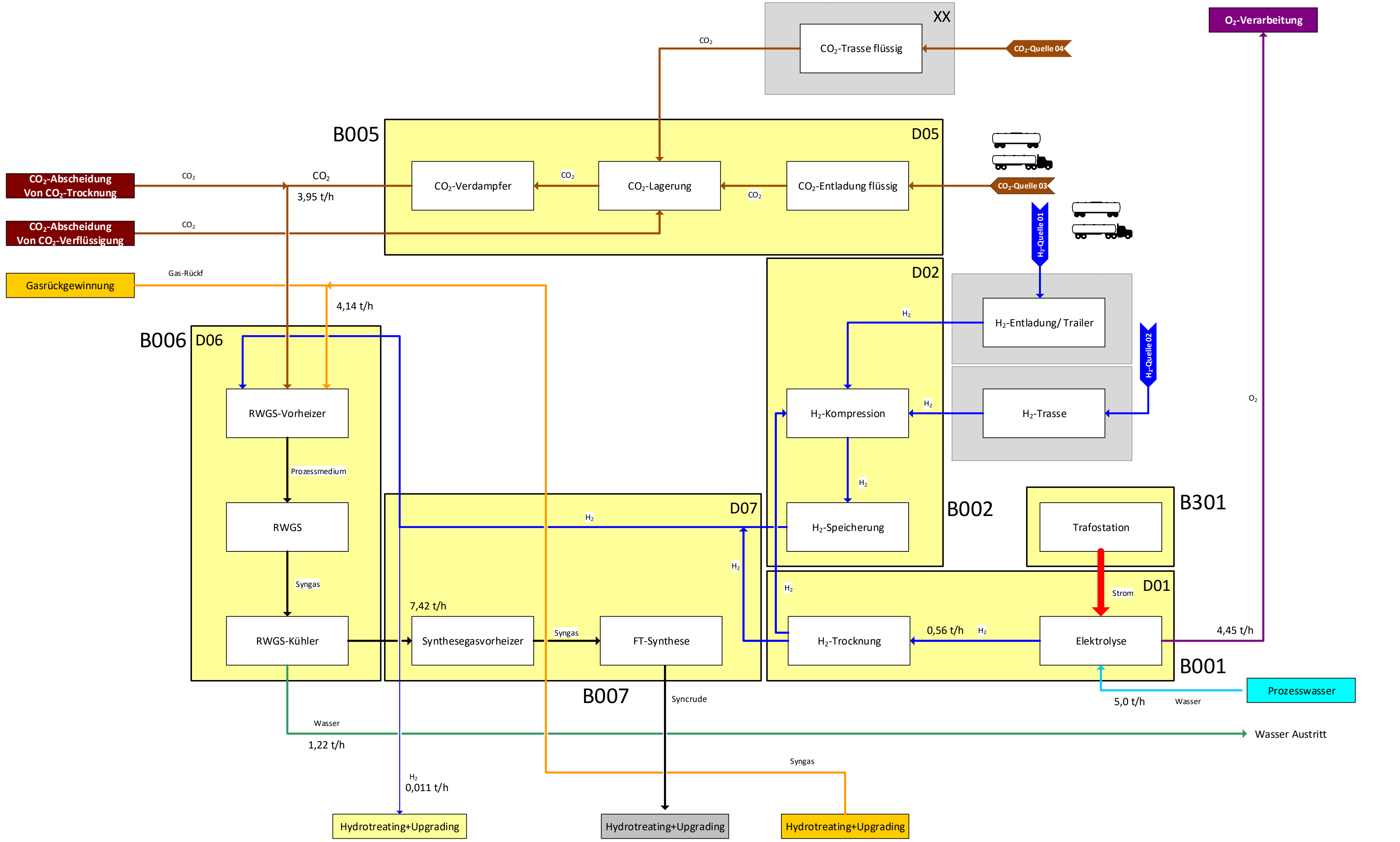
Anhang 5

Blockfließbilder






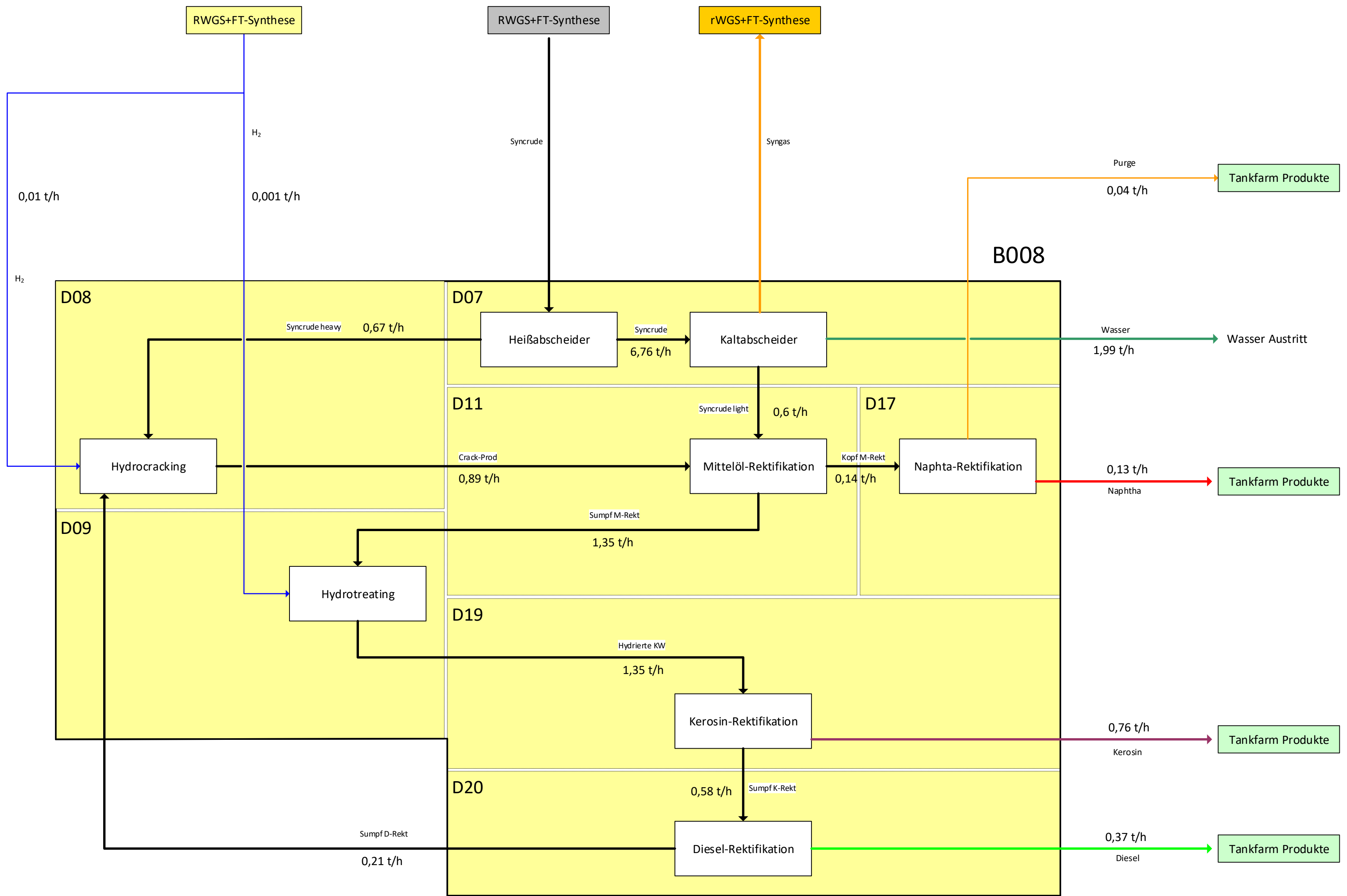
- Modulliste
 D03 CO2 Abscheidung
 D04 CO2 Behandlung

01	Überarbeitung	25.06.21	JWE	HTA	MVO	
00	Ersterstellung	10.06.21	JWE	HTA		
Rev.	Art der Ausgabe/Änderung	Datum	Gez.	Erstellt	Geprüft	Freigeg.
Auftraggeber:			Benennung			
 			CO ₂ -Abscheidung			
			Zeichnungs-Nr.:			Rev.
Zeichnungs-Nr.:			P001092-VTZE01-001			01
Building:			Betriebseinheit:			Format
Datei:			Blatt von			A2






- Modulliste**
- D01 Elektrolyse
 - D02 H2-Speicher
 - D05 CO2-Lagerung
 - D06 rWGS
 - D07 FT-Synthese

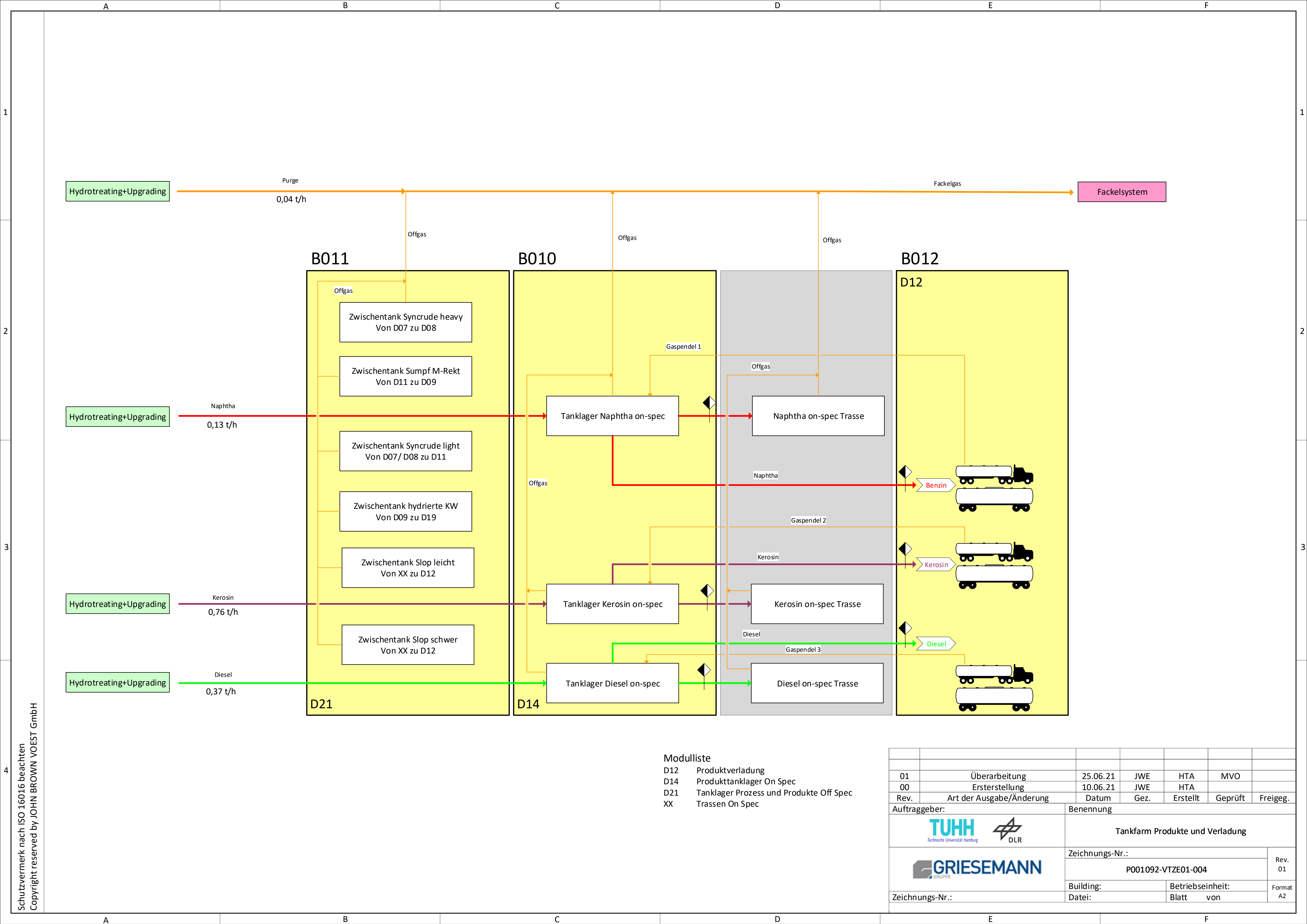
01	Überarbeitung	25.06.21	JWE	HTA	MVO	
00	Ersterstellung	10.06.21	JWE	HTA		
Rev.	Art der Ausgabe/Änderung	Datum	Gez.	Erstellt	Geprüft	Freigeg.
Auftraggeber:			Benennung			
 			rWGS und FT-Synthese			
			Zeichnungs-Nr.:		Rev. 01	
Zeichnungs-Nr.:			P001092-VTZE01-002		Format A2	
Datei:			Blatt von			



Modulliste

- D07 FT-Synthese
- D08 Hydrocracking
- D09 Hydrotreating
- D11 Rektifikation Mittelöl
- D17 Rektifikation Naphta
- D19 Rektifikation Kerosin
- D20 Rektifikation Diesel
- D23 Abscheider

01	Überarbeitung	25.06.21	JWE	HTA	MVO	
00	Ersterstellung	10.06.21	JWE	HTA		
Rev.	Art der Ausgabe/Änderung	Datum	Gez.	Erstellt	Geprüft	Freigeg.
Auftraggeber:			Benennung			
 			Hydrotreating und Raffination			
			Zeichnungs-Nr.:			Rev.
			P001092-VTZE01-003			01
Zeichnungs-Nr.:			Building:		Betriebseinheit:	
			Datei:		Blatt von	
					Format A2	



Schutzvermerk nach ISO 16016 beachten
Copyright reserved by JOHN BROWN VOEST GmbH

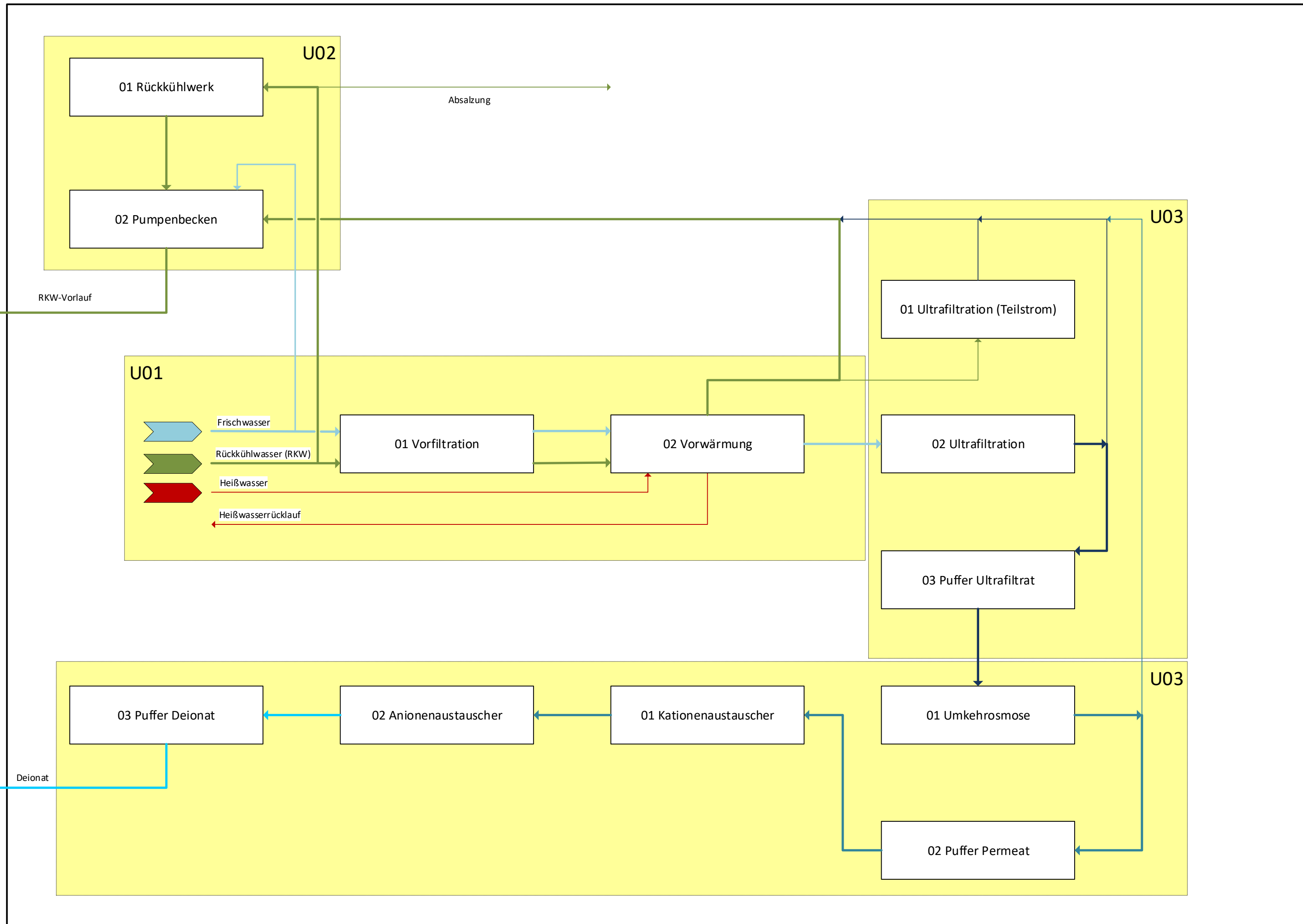
Modulliste

- D12 Produktverladung
- D14 Produkttanklager On Spec
- D21 Tanklager Prozess und Produkte Off Spec
- XX Trassen On Spec



01	Überarbeitung	25.06.21	JWE	HTA	MVO	
00	Ersterstellung	10.06.21	JWE	HTA		
Rev.	Art der Ausgabe/Änderung	Datum	Gez.	Erstellt	Geprüft	Freigeg.
Auftraggeber:			Benennung			
			Tankfarm Produkte und Verladung			
			Zeichnungs-Nr.:		Rev. 01	
			P001092-VTZE01-004			
Zeichnungs-Nr.:			Building:		Betriebseinheit:	
			Datei:		Blatt von	
					Format A2	

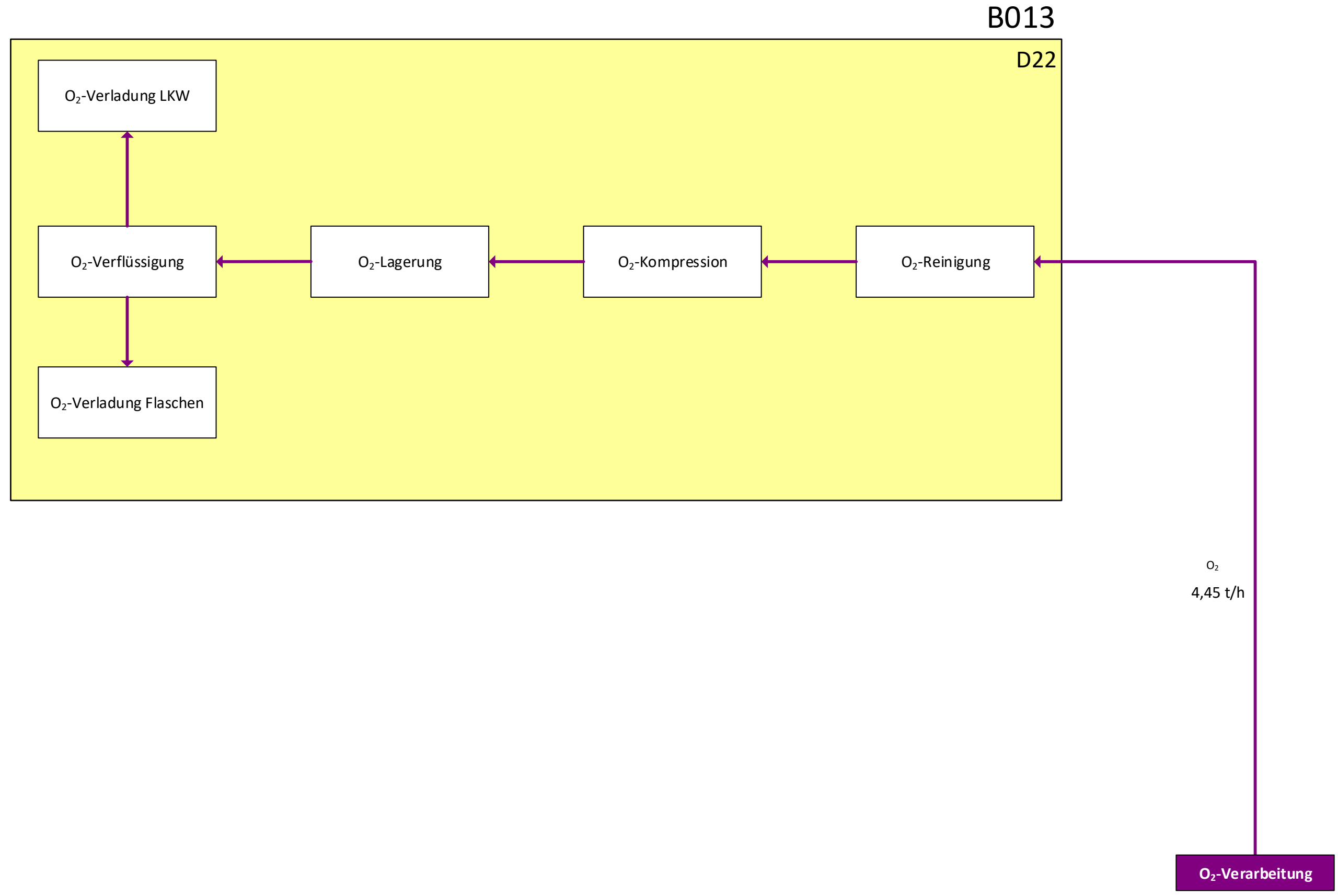
B202

- Kühlwasser-Vorlauf zu CO₂-Behandlung D04
- rWGS D06
- FT-Synthese D07
- Hydrocracking D08
- Hydrotreating D09
- Gasrückgewinnung D10
- M-Rektifikation D11
- N-Rektifikation D17
- K-Rektifikation D19
- D-Rektifikation D20
- O₂-Verwertung D22






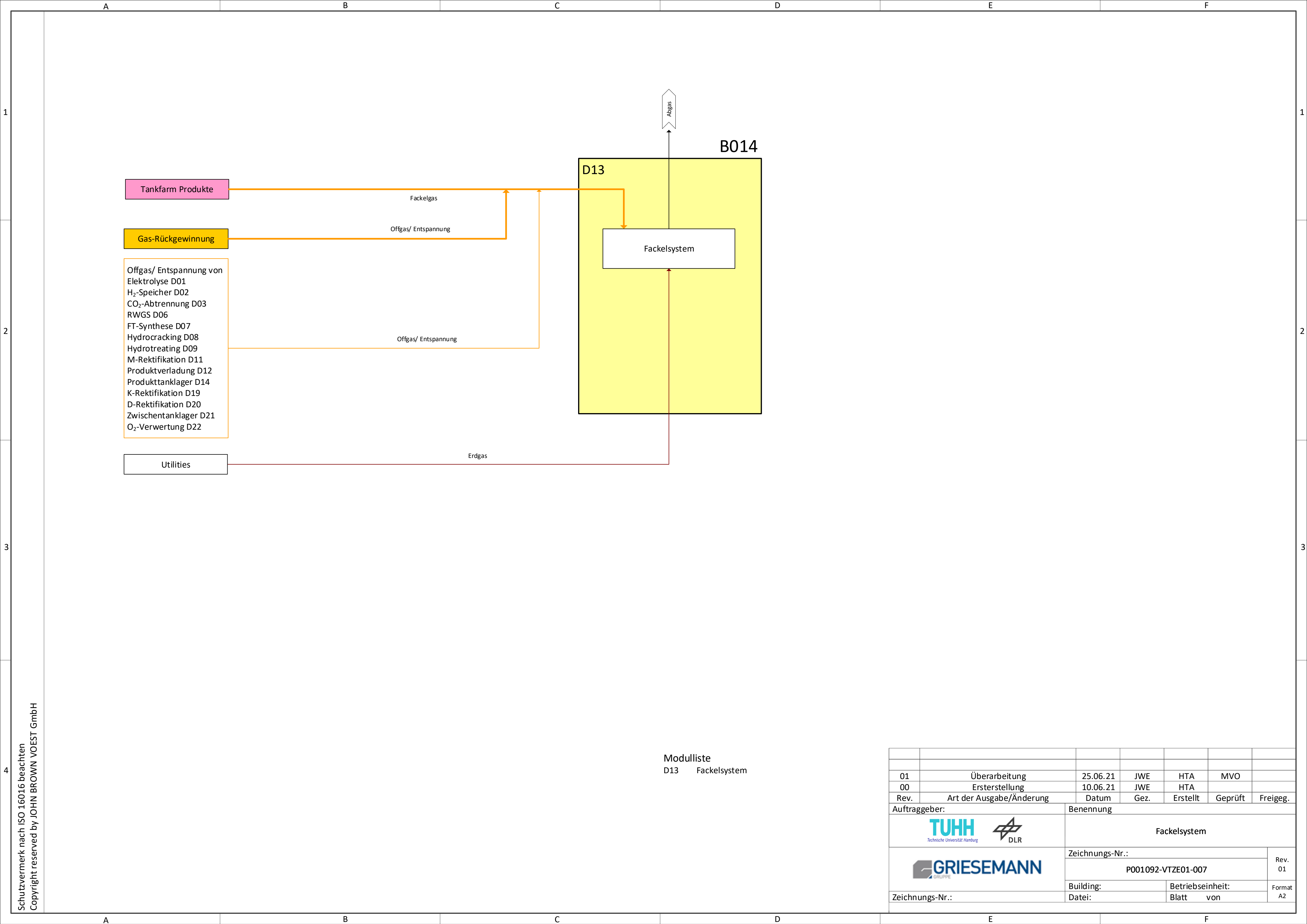
- Modulliste**
- U01 Kühlwasserkonditionierung
 - U02 Rückkühlwerk
 - U03 Wasseraufbereitung

01	Überarbeitung	25.06.21	JWE	HTA	MVO	
00	Ersterstellung	10.06.21	JWE	HTA		
Rev.	Art der Ausgabe/Änderung	Datum	Gez.	Erstellt	Geprüft	Freigeg.
Auftraggeber:			Benennung			
 			Rückkühlwerk und Deionat			
			Zeichnungs-Nr.:			Rev.
Zeichnungs-Nr.:			P001092-VTZE01-005			01
Building:			Betriebseinheit:			Format
Datei:			Blatt von			A2






Modulliste
D22 O2-Verwertung

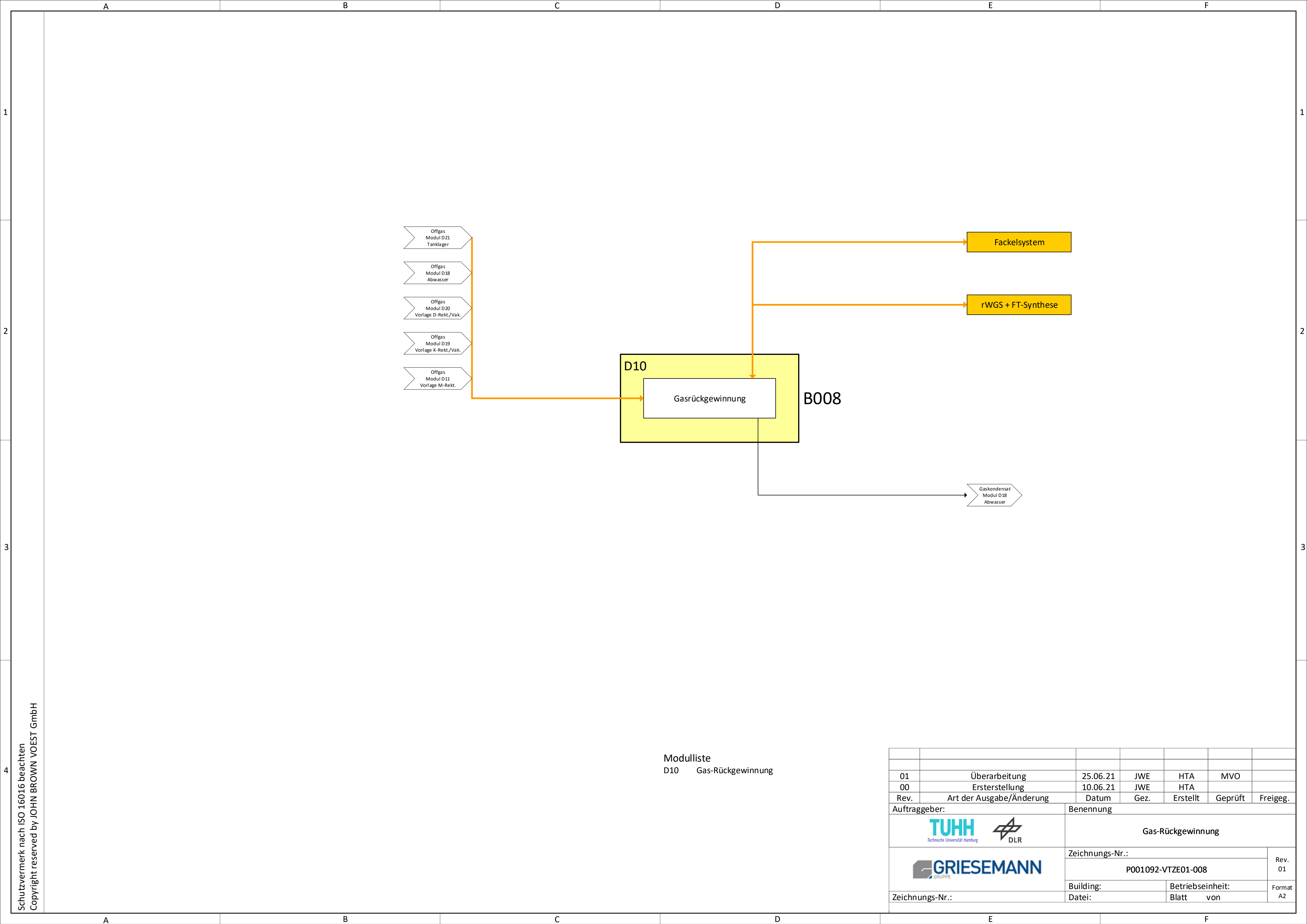
01	Überarbeitung	25.06.21	JWE	HTA	MVO	
00	Erstellung	10.06.21	JWE	HTA		
Rev.	Art der Ausgabe/Änderung	Datum	Gez.	Erstellt	Geprüft	Freigeg.
Auftraggeber:			Benennung			
 			Sauerstoff-Verarbeitung			
			Zeichnungs-Nr.:			Rev.
Zeichnungs-Nr.:			P001092-VTZE01-006			01
Building:			Betriebseinheit:			Format
Datei:			Blatt von			A2



Modulliste
D13 Fackelsystem

Rev.	Art der Ausgabe/Änderung	Datum	Gez.	Erstellt	Geprüft	Freigeg.
01	Überarbeitung	25.06.21	JWE	HTA	MVO	
00	Ersterstellung	10.06.21	JWE	HTA		




Auftraggeber:		Benennung			
 		Fackelsystem			
		Zeichnungs-Nr.:			Rev.
Zeichnungs-Nr.:		P001092-VTZE01-007			01
Building:		Betriebseinheit:		Format	
Datei:		Blatt von		A2	



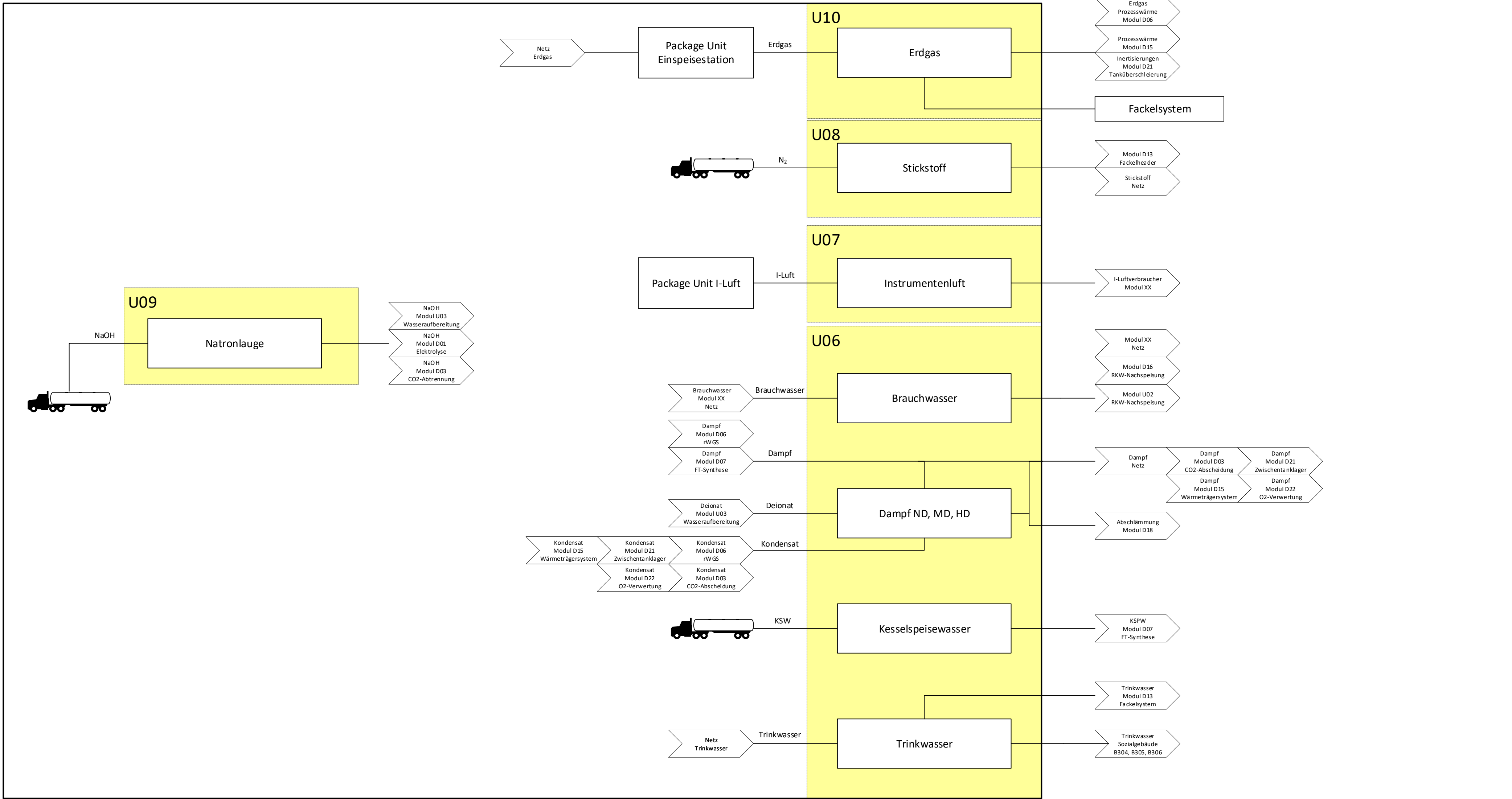
Schutzvermerk nach ISO 16016 beachten
Copyright reserved by JOHN BROWN VOEST GmbH

Modulliste
D10 Gas-Rückgewinnung




Rev.	Art der Ausgabe/Änderung	Datum	Gez.	Erstellt	Geprüft	Freigeg.
01	Überarbeitung	25.06.21	JWE	HTA	MVO	
00	Ersterstellung	10.06.21	JWE	HTA		

Auftraggeber:		Benennung			
 		Gas-Rückgewinnung			
		Zeichnungs-Nr.:			Rev.
Zeichnungs-Nr.:		P001092-VTZE01-008			01
Building:		Betriebseinheit:		Format	
Datei:		Blatt von		A2	

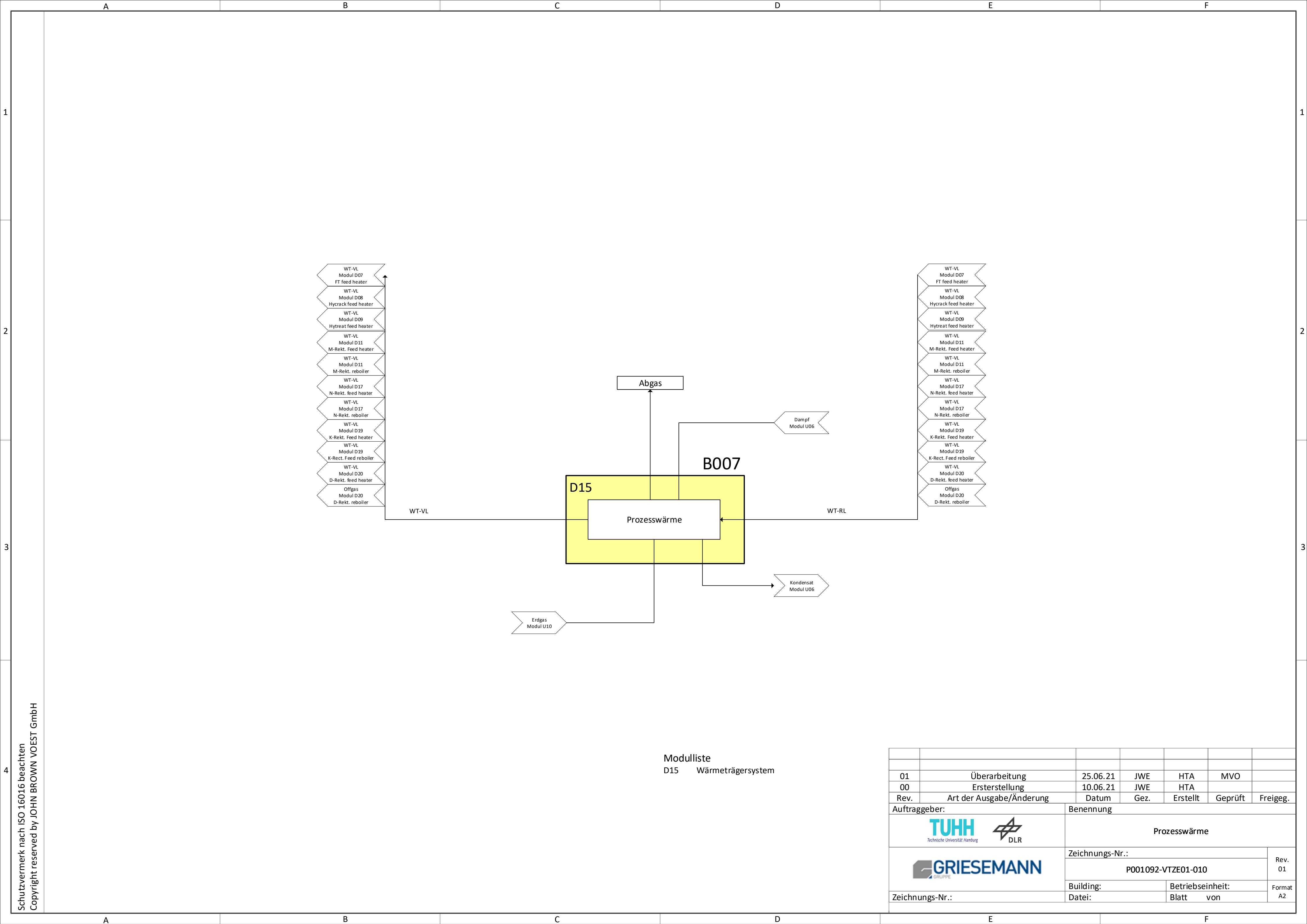
B202






- Modulliste**
- U06 Utilities Wasser/ Dampf
 - U07 Utility Instrumentenluft
 - U08 Utility Strickstoff
 - U09 Utility Natronlauge
 - U10 Utility Erdgas

01	Überarbeitung	25.06.21	JWE	HTA	MVO	
00	Ersterstellung	10.06.21	JWE	HTA		
Rev.	Art der Ausgabe/Änderung	Datum	Gez.	Erstellt	Geprüft	Freigeg.
Auftraggeber:			Benennung			
 			Utilities			
			Zeichnungs-Nr.:			Rev. 01
			P001092-VTZE01-009			
Zeichnungs-Nr.:			Building:		Betriebseinheit:	
Datei:			Blatt von		Format A2	

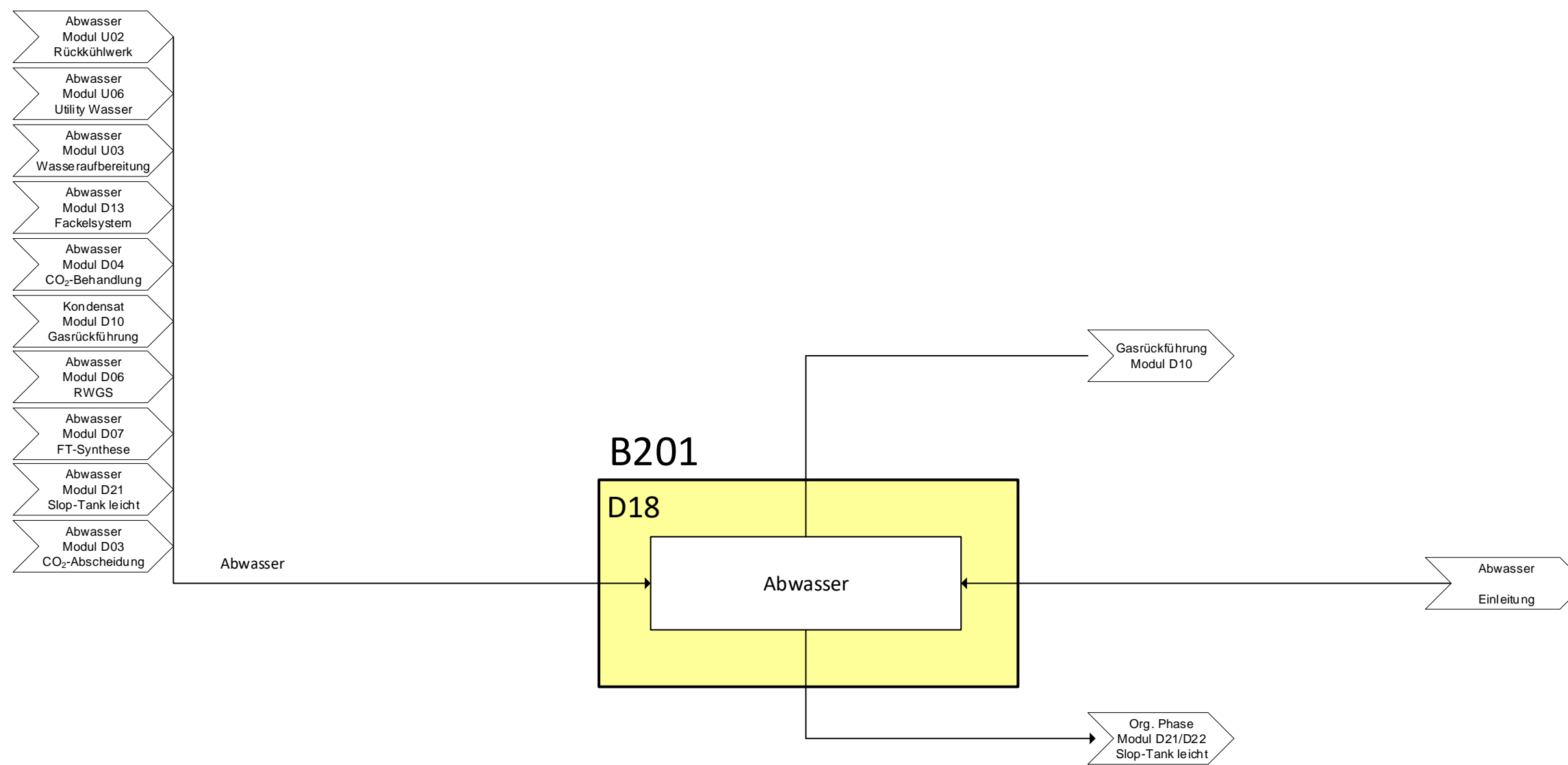
Schutzvermerk nach ISO 16016 beachten
Copyright reserved by JOHN BROWN VOEST GmbH



Modulliste
D15 Wärmeträgersystem


01	Überarbeitung	25.06.21	JWE	HTA	MVO	
00	Ersterstellung	10.06.21	JWE	HTA		
Rev.	Art der Ausgabe/Änderung	Datum	Gez.	Erstellt	Geprüft	Freigeg.
Auftraggeber:			Benennung			
 			Prozesswärme			
			Zeichnungs-Nr.:			Rev.
Zeichnungs-Nr.:			P001092-VTZE01-010			01
Building:			Betriebseinheit:			Format
Datei:			Blatt von			A2

Schutzvermerk nach ISO 16016 beachten
Copyright reserved by JOHN BROWN VOEST GmbH



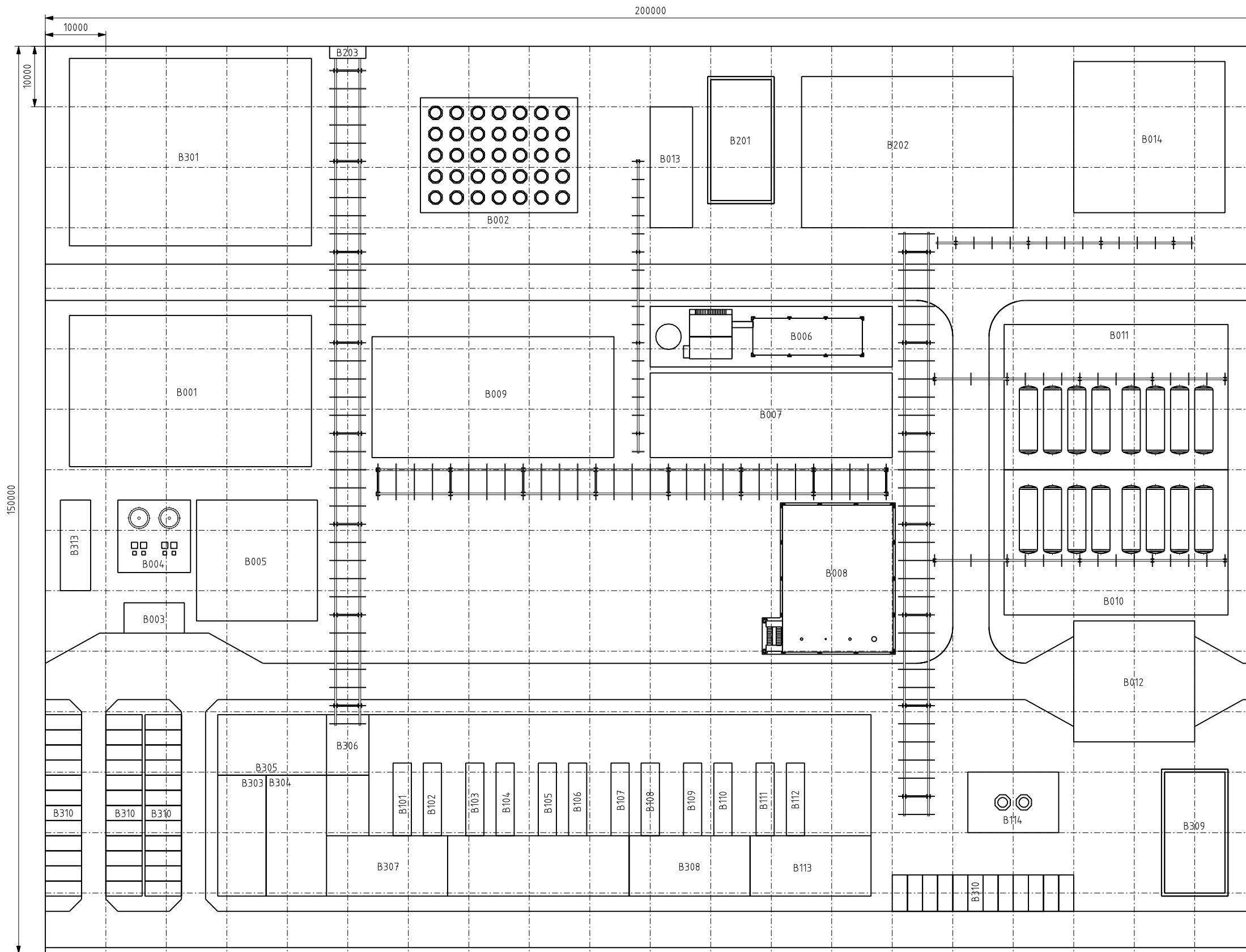
Modulliste
D18 Abwassersystem

Rev.	Art der Ausgabe/Änderung	Datum	Gez.	Erstellt	Geprüft	Freigeg.
01	Überarbeitung	25.06.21	JWE	HTA	MVO	
00	Ersterstellung	10.06.21	JWE	HTA		

Auftraggeber:		Benennung			
 		Abwasser			
		Zeichnungs-Nr.:		Rev.	
Zeichnungs-Nr.:		Datei:		Blatt von	
		P001092-VTZE01-011		01	
		Building:		Betriebseinheit:	
		Datei:		Blatt von	
				Format A2	

Anhang 6

Aufstellungsplan






LEGENDE	
Lfd.Nr.	Objekt
DEMONSTRATIONSSTRANG	
B001	ELEKTROLYSE
B002	H2-SPEICHER
B003	CO2-ENTLADUNG
B004	CO2-LAGERUNG
B005	CO2-ABSCHIEDUNG
B006	RWGS
B007	FT-SYNTHESE/WAERMERUECKGEWINNUNG
B008	RAFFINATION
B009	VERDICHTERSTATION
B010	PRODUKTTANKLAGER ON SPEC
B011	PRODUKTTANKLAGER OFF SPEC
B012	PRODUKTVERLADUNG
B013	O2-VERWERTUNG
B014	FACKELSYSTEM
FORSCHUNGSSTRANG	
B101	ELEKTROLYSE
B102	CO2-ABSCHIEDUNG
B103	RWGS
B104	FT-SYNTHESE/WAERMERUECKGEWINNUNG
B105	HYDROCRACKING/HYDROTREATING
B106	GASRUECKGEWINNUNG/REKTIFIKATION MITTELBOEL
B107	REKTIFIKATION NAPHTA, KEROSIN, DIESEL
B108	MEOH-SYNTHESE
B109	MTG-RAFFINATION
B110	MTG-RAFFINATION
B111	MTO-OLIGOMERISIERUNG
B112	MTO-OLIGOMERISIERUNG/-HYDROTREATING
B113	PRODUKTENLAGER
B114	MEOH-TANKLAGER
NEBENANLAGEN	
B201	ABWASSERSYSTEM
B202	RUECKKUEHLWERK/WASSERAUFBEREITUNG
B203	UTILITIES
NEBENANLAGEN	
B301	TRAFOSTATION/MS-/NS-ANLAGE
B302	
B303	HAUSTECHNIK/ARCHIV(KG)
B304	BUEROS/KONFERENZBEREICH(EG)
B305	LEITWARTE/SANITAER-/UMKLEIDEBEREICH(1.OG)
B306	LABOR
B307	WERKSTATT/TECHNIKA/LAGER
B308	CHEMIKALIENLAGER
B309	BRANDSCHUTZSYSTEM/LOESCHWASSERBECKEN
B310	PARKPLATZ
B311	STRASSEN
B312	ROHRBRUECKEN
B313	NOTSTROMAGGREGAT

Arbeitsstand: 25.05.2021

01	Überarbeitung	22.04.2021	Frilz			
00	Erstentwurf	20.01.2021	Frilz			
Projektbezeichnung: Entwicklungsplattform Power to Liquid Projekt-Nr.: P001092 Projekt-Cod: PDWZLIQ Benennung: Aufstellungsplan Grundriss Zeichnungs-Nr.: P001092-APZE03-003 Maßstab: 1:250 Blatt: von 001 Evt. Nr.: Evt. Nr.:						
Auftraggeber: DLR TUHH Technische Universität Hamburg		Auftraggeber: JBV JOHN BROWN VOEST GÖTTLICH Torgauer Str. 338-334 D-04347 Leipzig				
Dringung: Datum: Gezeichnet: Erstellt: Geprüft: Freigegeben:						

Anhang 7

Sicherheitskonzept




 	Sicherheitskonzept EPP - Entwicklungsplattform PtL-Kraftstoffe Pre-Basic Engineering	AG-Proj.-Nr.: AG-Dok.-Nr.: AN-Proj.-Nr.: P001092 AN-Dok.-Nr.: VTBR02-001 Proj.-Code.: POW2LIQ Rev./Datum: 01 / 25.06.2021 Seite: 1 von 10
		

Sicherheitskonzept

EPP - Entwicklungsplattform PtL-Kraftstoffe




Pre-Basic Engineering

01	Bearbeitung rechtliche Einordnung	HSc	MVo	UGd	25.06.2021
00	Erstellung	HSc	MVo	UGd	10.06.2021
Rev.	Art der Änderung	bearbeitet	geprüft	freigegeben	Datum

 	Sicherheitskonzept EPP - Entwicklungsplattform PtL-Kraftstoffe Pre-Basic Engineering	AG-Proj.-Nr.: AG-Dok.-Nr.: AN-Proj.-Nr.: P001092 AN-Dok.-Nr.: VTBR02-001 Proj.-Code.: POW2LIQ Rev./Datum: 01 / 25.06.2021 Seite: 2 von 10
		

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	3
1.1	Anwendungsbereich und Zielsetzung.....	3
1.2	Geltungsbereich und Abgrenzung des Sicherheitskonzepts	5
2	Beschreibung der sicherheitsrelevanten Betriebsbereiche (SRB) und Anlagenteile (SRA).....	6
2.1	Anlagen mit besonderen Stoffinhalten	6
2.2	Anlagen mit besonderer Funktion.....	6
2.3	Schutzeinrichtungen.....	7
2.3.1	Sicherheitsventile.....	7
2.3.2	Fackeln	7
2.3.3	Schnellschlusseinrichtungen/Abschottung von Anlagenbereichen	7
2.3.4	Verriegelungen.....	7
2.3.5	NOT-Aus.....	7
2.3.6	Brandschutz	7
2.3.7	Explosionsschutz	7
2.3.8	Blitzschutz und Potentialausgleich, Schutz vor elektrostatischer Entladung.....	8
2.3.9	Überfüllsicherung.....	8
2.4	Sonstiges sicherheitsrelevante Anlagenteile	8
2.4.1	Abwasseraufbereitung bzw. -rückhaltung	8
2.4.2	Slopsystem.....	8
2.4.3	Konstruktiver Explosionsschutz.....	8
2.4.4	Beschleierungssysteme.....	8
3	Beschreibung der Gefahrenquellen.....	9
3.1	Betriebliche Gefahrenquellen	9
3.2	Umgebungsbedingte Gefahrenquellen.....	9
3.3	Eingriffe Unbefugter.....	10

 	Sicherheitskonzept EPP - Entwicklungsplattform PtL-Kraftstoffe Pre-Basic Engineering	AG-Proj.-Nr.: AG-Dok.-Nr.: AN-Proj.-Nr.: P001092 AN-Dok.-Nr.: VTBR02-001 Proj.-Code.: POW2LIQ Rev./Datum: 01 / 25.06.2021 Seite: 3 von 10
		

1 Einleitung

Das Konsortium aus DLR-Institut für Verbrennungstechnik, TU Hamburg - Institut für Umwelttechnik und Energiewirtschaft sowie John Brown Voest GmbH (Griesemann Gruppe) planen den Aufbau einer Entwicklungsplattform für die Erzeugung von Power-to-Liquid-Kraftstoffen im industriellen Maßstab. Im Rahmen dieses Projektes (konzeptionelle Studie) soll auch eine umwelt- und arbeitsschutzrechtliche sowie anlagensicherheits-technische Einschätzung über die Erfordernisse in späteren Projektphasen gegeben werden.

1.1 Anwendungsbereich und Zielsetzung

Mit diesem Sicherheitskonzept soll eine Integration der anlagenbezogenen Sicherheitstechnik für das sich in der Studienphase befindliche Projekt geschaffen werden. Das hier vorliegende Dokument dient als Informationsquelle und Hilfestellung für zukünftige sicherheitstechnische Fragestellungen des Engineerings, der Errichtung und des Betriebes der Anlage, sowie als Richtlinie zum späteren Genehmigungsverfahren.

In diesem Kapitel wird ein grober Überblick über die anzuwendenden technischen Regelwerke erfolgen. In den darauffolgenden Kapiteln wird der Schwerpunkt auf dem Bundes-Immissionsschutzgesetz und dessen Verordnungen, besonders der 12. BImSchV gelegt. Dies ist sinnvoll, da viele Bereiche der sicherheitstechnischen und umweltrechtlichen Aspekte im Genehmigungsantrag zum BImSchG berücksichtigt werden.

Rechtsgrundlage

Folgende Gesetzmäßigkeiten und Regelwerke sind für das beschriebene Projekt zu beachten:

▲ Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG)




Eine Feststellung welches Genehmigungsverfahren nach BImSchG ggfs. anzuwenden ist, erfolgt unter Zuhilfenahme der 4. BImSchV. Für die Wasserstoff-Erzeugungsanlagen sowie die RWGS-Einheit (Synthesegas Erzeugereinheit) hat die Einstufung nach Anhang 1 der 4. BImSchV unter Nr. 4.1.12 zu erfolgen. Für die anschließende Polymerisation und Raffination der entstandenen synthetischen Kohlenwasserstoffe ist die Einstufung nach Nr. 4.4.4 vorzunehmen. Danach ist ein Genehmigungsverfahren nach § 10 BImSchG (mit Öffentlichkeitsbeteiligung) vorzunehmen. Zudem unterliegt die Anlage nach § 3 der 4. BImSchV der Industrieemissions-Richtlinie (2010/75/EU). Die Durchführung eines Ausgangszustandsberichtes an dem noch zu bestimmenden Standort ist zu berücksichtigen. Dies betrifft vor allem die Vergleichsmöglichkeit bei Betriebseinstellung. Maßnahmen für den Fall der Stilllegung bzw. Betriebseinstellung sind in dem Genehmigungsantrag vorzusehen.

Gemäß § 2 Absatz 3 der 4. BImSchV ist für Forschungs-/Versuchsanlagen ein vereinfachtes Genehmigungsverfahren durchzuführen. Aufgrund der Größe der Anlage und dem damit verbundenen Hold-up an Gefahrstoffen in Verbindung mit der vorgesehenen Betriebszeit der Anlage von über 10 Jahren ist zu erwarten, dass die örtliche Genehmigungsbehörde ein reguläres Genehmigungsverfahren nach § 10 BImSchG anstrebt. Eine Abstimmung mit den zuständigen Behörden (Länderbehörden) im Rahmen der Standortwahl kann evtl. hierüber im Vorfeld der Standortentscheidung Aufschluss geben.

Zu klären ist die Frage, ob sich die angeschlossenen Bioethanol-Anlage (BEA)/ Biogas-Anlage (BGA) innerhalb oder außerhalb des Betriebsbereiches gemäß § 3 Abs. 5a BImSchG befindet.

▲ 12. BImSchV (StörfallV):

Die Bewertung ob der Betriebsbereich der StörfallV unterliegt, erfolgt mit der Stoffmengentabelle, die die sicherheitsrelevanten Anlagenteile mit den Mengenangaben der zuvor eingestufteten Stoffe (Stoffkenn- datenliste) darstellt.

 	Sicherheitskonzept	AG-Proj.-Nr.: AG-Dok.-Nr.: AN-Proj.-Nr.: P001092 AN-Dok.-Nr.: VTBR02-001
	EPP - Entwicklungsplattform PtL-Kraftstoffe Pre-Basic Engineering	Proj.-Code.: POW2LIQ Rev./Datum: 01 / 25.06.2021 Seite: 4 von 10

Grundsätzlich kann die Einstufung der hier im Projekt vorliegenden Stoffe folgendermaßen vorgenommen werden:

- a. Hauptaugenmerk sollte auf die Stoffe Wasserstoff (5 t bzw. 50 t sind Mengenschwelle nach StörfallV) und Ammoniak (50 t bzw. 200 t sind Mengenschwelle nach StörfallV) gelegt werden, die als namentlich benannte Stoffe in der Stoffliste der StörfallV (Anhang 1) aufgeführt sind.
 - b. Erdölzeugnisse und alternative Kraftstoffe werden nach Nr. 2.3 der Stoffliste eingestuft werden. Da die Mengenschwelle im Vergleich zur tatsächlichen Menge der Anlage groß ist (Mengenschwelle bei 2.500 t bzw. 25.000 t), ist kein nennenswerter Beitrag zur Quotientensumme nach Anhang 1 Absatz 5 StörfallV zu erwarten. Das geplante betriebliche Tanklager für brennbare Flüssigkeiten hat eine maximale Kapazität von ca. 800 t, somit ist von einer Gesamtmenge von deutlich unter 1.000 t in der PtL-Anlage auszugehen.
 - c. Zwischenprodukte sollten nicht nach benannten Stoffen der Stoffliste eingestuft werden. Hier ist eine Selbsteinstufung der einzelnen Stoffe des Gemisches und deren Eigenschaften über die Verordnung (EG) Nr. 1272/2008 (CLP-Verordnung) angezeigt.
 - d. Sollte die Quotientensumme für einen Stoff bzw. eine Stoffklasse größer sein als 1, so liegt ein Störfallbetrieb vor. Um das zu präzisieren kann auf die geplanten Wasserstoffspeicher eingegangen werden. Bei der Annahme das ca. 500 kg Wasserstoff pro Speicherbehälter vorliegen, wäre bei 10 Speicherbehältern (5 t) bereits die Mengenschwelle für einen Betriebsbereich der unteren Klasse erreicht.
- ▲ Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft (TA Luft)

Im Rahmen des Genehmigungsverfahrens nach BImSchG erfolgt auch eine Feststellung über Emissionen von der Anlage. Einzuhaltende Grenzwerte sind in Kapitel 5 der TA Luft beschrieben.
 - ▲ Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm (TA Lärm)




Eine Schallimmissionsprognose ist durchzuführen.
 - ▲ Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV)

Erlaubnispflicht nach § 18 BetrSichV zu diversen Anlagenkategorien (z.B. Dampfkessel, Lageranlagen für ortsfeste brennbare Flüssigkeiten, Anlage zur Abfüllung von Druckgasen), hierzu hat allerdings das BImSchG-Genehmigungsverfahren eine integrative Wirkung.
 - ▲ Kreislaufwirtschaftsgesetz (KrWG)

Hier sind z.B. die regelmäßig zu tauschenden (deaktivierte) Katalysatoren aus den Reaktorstufen aber auch Abfälle der Filter von Ionenaustauschern/Ionenaustauscherharzen zu nennen, die bei der Herstellung des Deionats respektive entionisierten Wassers anfallen.
 - ▲ Gesetz zur Ordnung des Wasserhaushalts (WHG)

Hier sind §§ 58, 59 (Indirekteinleitung) zu beachten. Im Prozess wird Prozesswasser eingesetzt (z.B. Elektrolyse), in den Reaktionsstufen Synthesegas-Reaktion und Fischer-Tropsch-Synthese entstehen auch größere Mengen Reaktionswasser, die teilweise als Abwasser ausgetragen werden müssen.
 - ▲ Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen (AwSV)

Sämtliche Stoffe müssen einer Wassergefährdungsklasse (WGK) zugeordnet werden. Hier sind besonders die Öl-Fractionen zu nennen. Bei der Lagerung und dem Umgang mit wassergefährdenden Stoffen muss grundsätzlich mittels doppelter Barriere der Übertritt in die Umgebung (Boden, Fließ- bzw. Grundwasser) verhindert werden.

 	Sicherheitskonzept	AG-Proj.-Nr.: AG-Dok.-Nr.: AN-Proj.-Nr.: P001092 AN-Dok.-Nr.: VTBR02-001 Proj.-Code.: POW2LIQ Rev./Datum: 01 / 25.06.2021 Seite: 5 von 10
	EPP - Entwicklungsplattform PtL-Kraftstoffe Pre-Basic Engineering	

▲ Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG)

Nach Anlage 1 Nummer 4.2 UVPG muss eine allgemeine Vorprüfung des Einzelfalls durchgeführt werden. Da die Anlage innerhalb eines bestehenden Industrie-/Raffinerie bzw. Chemiestandortes errichtet werden soll, ist in Abstimmung zur Standortauswahl mit der örtlichen Genehmigungsbehörde die Möglichkeit eines vereinfachten Verfahrens zu erörtern.

▲ Richtlinie 2014/68/EU über Druckgeräte (DGRL) bzw. 14. ProdSV

Zahlreiche Einzelausrüstungen unterliegen diesen Richtlinien und müssen entsprechend geprüft und zertifiziert sein.

▲ Gefahrstoffverordnung (GefStoffV)




Da entzündbare Stoffe im Prozess vorhanden sind, muss ein Explosionsschutzdokument nach § 6 (9) GefStoffV erstellt werden.

1.2 Geltungsbereich und Abgrenzung des Sicherheitskonzepts

Der Geltungsbereich dieses Sicherheitskonzeptes bezieht sich auf eine konzeptionelle Anlagenplanung zur Herstellung synthetischer Kraftstoffe mittels Power to Liquid-Verfahren. Es liegt den Vorplanungen momentan ein fiktiver Standort innerhalb Deutschlands zu Grunde, der sich in einem ausgewiesenen Industriegebiet befindet (z.B. Chemiepark, Raffinerie, Industriestandort mit Energieerzeugung).

Eine örtliche konkrete Abgrenzung ist erst möglich, wenn der Standort fixiert und die konkreten Lage- und Umgebungsbedingungen feststehen. Momentan bezieht sich das Sicherheitskonzept auf den Umfang der Darstellungen im fiktiven (standortunabhängigen) Aufstellungsplan.

Rein arbeitssicherheitstechnische Maßnahmen, die dem Arbeitsschutzgesetz (ArbSchG) unterliegen und die von einer Fachkraft für Arbeitssicherheit näher beschrieben werden müssen, werden hier nicht berücksichtigt und können erst nach späterer Detailplanung mit entsprechenden Betriebsvorschriften ergänzt werden.

 	Sicherheitskonzept EPP - Entwicklungsplattform PtL-Kraftstoffe Pre-Basic Engineering	AG-Proj.-Nr.: AG-Dok.-Nr.: AN-Proj.-Nr.: P001092 AN-Dok.-Nr.: VTBR02-001 Proj.-Code.: POW2LIQ Rev./Datum: 01 / 25.06.2021 Seite: 6 von 10
		

2 Beschreibung der sicherheitsrelevanten Betriebsbereiche (SRB) und Anlagenteile (SRA)

2.1 Anlagen mit besonderen Stoffinhalten

In diesem Kapitel sind alle Ausrüstungen der Anlage (Betriebsbereich) zu nennen, deren Menge an Gefahrstoff die vom Bericht „KAS-1“ der Kommission für Anlagensicherheit in Tabelle 1 festgelegten Richtwerte für sicherheitsrelevante Anlagenteile überschreitet.

Genannt werden generell folgende Ausrüstungen, die auch in der hier beschriebenen Anlage bzw. Betriebsbereichen vorliegen:




- ▲ Behälter (Tanks für Raffinationsfraktionen, H₂-Speicher)
- ▲ Reaktoren (RWGS, Elektrolysereaktoren, Hydrocracker, Co-LTFT-Reaktor)
- ▲ Öfen (Synthesegas-Vorheizer)
- ▲ Abscheider (Heiß- und Kaltabscheider des Crack-Produkts)
- ▲ Wäscher (Amin-Wäsche)
- ▲ Kolonnen (Rektifikationskolonnen)
- ▲ Pumpen, Verdichter (z.B. Recycle-Kompressor von Synthesegas-Recycling)
- ▲ Wärmeüberträger

2.2 Anlagen mit besonderer Funktion

Betrachtet werden müssen zudem auch die aufgrund ihrer Funktion SRA gemäß Ziffer 9.2.4.2 „Vollzugshilfe zur Störfall-Verordnung vom März 2004“ wie

- ▲ Energieversorgung (USV vorhanden)
- ▲ Anlagenteile zur (Not-)Ableitung (Slop, Sicherheitsventile, etc.)
- ▲ Anlagenteile zur Ableitung, Beseitigung oder Rückhaltung gefährlicher Stoffe im Sinne der StörfallV (z. B. Fackel, Sicherheitsventile, Notentleerungssysteme)
- ▲ Brand- und Explosionsschutzeinrichtungen (Stickstoffversorgung als Inertgas und Löschmittel)
- ▲ PLT-Schutzeinrichtungen
- ▲ PLT-Schadensbegrenzungseinrichtungen
- ▲ Warn-, Alarm- und Sicherheitseinrichtungen, die dazu bestimmt sind, den Eintritt einer Störung des bestimmungsgemäßen Betriebes zu verhindern oder Auswirkungen eines Störfalls zu begrenzen

Im Kapitel 2.3 wird auf die Schutzvorkehrungen der SRA genauer eingegangen, ohne einen Anspruch auf Vollständigkeit zu dieser Projektphase gewährleisten zu können.

 	Sicherheitskonzept EPP - Entwicklungsplattform PtL-Kraftstoffe Pre-Basic Engineering	AG-Proj.-Nr.: AG-Dok.-Nr.: AN-Proj.-Nr.: P001092 AN-Dok.-Nr.: VTBR02-001 Proj.-Code.: POW2LIQ Rev./Datum: 01 / 25.06.2021 Seite: 7 von 10
		

2.3 Schutzeinrichtungen

2.3.1 Sicherheitsventile

Unzulässige Überdrücke werden durch Sicherheitsventile verhindert, die nach AD-Merkblatt 2000 auszulegen sind. Die Abblaseleitungen der Sicherheitsventile für Gefahrstoffe sind grundsätzlich in geschlossene Systeme einzubinden.

2.3.2 Fackeln

Die gefahrlose Abführung brennbarer Gase von Abregelungen bzw. aus Abblaseleitungen von Sicherheitsventilen erfolgt in ein geschlossenes Fackelsystem.

2.3.3 Schnellschlusseinrichtungen/Abschottung von Anlagenbereichen

Die Schnellschlussarmaturen sind von der Messwarte aus fernbedienbar. Sie sind nach DIN EN 161 in Klasse A (niedrigste Leckrate) auszuführen. Für jede Schnellschlussarmatur gibt es ein Klassifizierungsblatt. Teilweise sind die Schnellschlussarmaturen Bestandteil von Verriegelungen, die automatisch Abschalt- bzw. Absperrvorgänge bewirken.

2.3.4 Verriegelungen

Verriegelungsschaltungen in der Anlage bewirken eine Verriegelung definierter Anlagenteile bei möglichen Betriebsstörungen. Die elektronischen Baugruppen der Verriegelungssysteme sind fehlersicher ausgeführt. Auftretende Fehler werden so selbsttätig gemeldet und die betroffene Steuerungseinheit schalten in den sicheren Zustand. Die Auslegung der EMR-Schutzeinrichtungen erfolgt nach Vorliegen der Ergebnisse der Risikobewertung, deren Dokumentation in einem Datenbanksystem hinterlegt ist.

2.3.5 NOT-Aus

Unzulässige Betriebszustände können durch gestaffelt aufgebaute NOT-AUS-Systeme (Maschine, örtliche abgegrenzter Bereich, Teilanlage) vermieden werden.

2.3.6 Brandschutz

Der Standort soll eine Werkfeuerwehr vorhalten.



Die Ausführung erfolgte entsprechend Landesbauordnung und Muster-Industriebau-Richtlinie, die den Brandschutz berücksichtigen. Ein Brandschutzkonzept/Brandschutztechnische Stellungnahme ist zu erstellen.

Für tragende Konstruktionen in brandgefährdeten Bereichen ist ein Feuerwiderstand von mindestens F90 realisiert. Die brandschutztechnisch klassifizierten Bauteile entsprechen der DIN 4102.

2.3.7 Explosionsschutz

Die Gefahrenzonen (auch Ex-Zonen genannt) innerhalb der Anlage sind nach DGUV-R 113-001 festzulegen und im zu erstellenden Explosionsschutzdokument dokumentiert. Bei Tanklagern wird zur Einstufung die TRGS 509 verwendet.

Die Installation der elektrischen Betriebsmittel erfolgt grundsätzlich nach DIN VDE 0165.

 	Sicherheitskonzept EPP - Entwicklungsplattform PtL-Kraftstoffe Pre-Basic Engineering	AG-Proj.-Nr.: AG-Dok.-Nr.:
		AN-Proj.-Nr.: P001092 AN-Dok.-Nr.: VTBR02-001 Proj.-Code.: POW2LIQ Rev./Datum: 01 / 25.06.2021 Seite: 8 von 10

2.3.8 Blitzschutz und Potentialausgleich, Schutz vor elektrostatischer Entladung

Die Anlage ist so ausgeführt, dass Zündgefahr durch elektrische Aufladung nicht gegeben ist. Zu den Maßnahmen der Vermeidung elektrostatischer Entladung bzw. Zündung durch elektrostatische Entladung in den entsprechenden Anlagenteilen ist in der Anlage ein Potentialausgleichssystem vorhanden und die Anlage mit einem Blitzschutz ausgerüstet.

Die Einrichtungen zum Blitzschutz sind nach DIN VDE 0185-305 ausgerüstet. Der Potenzialausgleich erfolgt nach DIN VDE 0100-410.

2.3.9 Überfüllsicherung

Jeder Tank ist mit einer bauartzugelassenen Überfüllsicherung ausgerüstet, welche bei Erreichen des zulässigen Füllstandes im Tank zumindest einen Alarm in der Messwarte auslöst.

2.4 Sonstiges sicherheitsrelevante Anlagenteile

Einrichtungen, die die Folgen von Stoffaustritten oder Ereignissen wie Brand- und Explosionen abmildern.

2.4.1 Abwasseraufbereitung bzw. -rückhaltung

Abwässer werden in Stahlbetontassen aufgefangen, deren Gefälle zu den Einläufen in das Auffangsystem führt. Im Auffangsystem selbst kann Regenwasser von Löschwasser und anderen verunreinigten Abwässern getrennt werden.

2.4.2 Slopssystem

Die Ableitung von Leckagen und Restentleerungen entzündbarer Flüssigkeiten aus den Ausrüstungen erfolgt durch die Entleerungsanschlüsse in das Slopssystem.

Der Slop wird in einem Behälter gelagert und anderweitig verwertet bzw. von einer spezialisierten Fachfirma für Gefahrstoffbeseitigung entsorgt. Der Behälter verfügt über Atmungsarmaturen und Standmessungen (z.B. auch für Trockenlaufschutz Pumpe).

2.4.3 Konstruktiver Explosionsschutz




Durch die Anwendung verschiedener konstruktiver Maßnahmen zur Verhinderung der Flammen- und Explosionsübertragung werden die Auswirkungen einer Explosion bei Störungen des bestimmungsgemäßen Betriebes auf ein unbedenkliches Maß beschränkt. Hierzu zählen

- ▲ Deflagrations- und dauerbrandsichere Überdruckarmaturen sowie
- ▲ Deflagrations- und dauerbrandsichere Be- und Entlüftungshauben.

2.4.4 Beschleierungssysteme

Gefährdete Ausrüstungen im Bereich der Anlage werden im Brandfall durch die Werkfeuerwehr mit mobilem Gerät berieselt bzw. es wird ein Wasserschleier gelegt.

Spezifische Angaben zu Lage und Ausführung der Feuerlöscheinrichtungen der Anlage sind dem Übersichtsplan zum Feuerwehrplan nach DIN 14095 zu entnehmen.

 	Sicherheitskonzept EPP - Entwicklungsplattform PtL-Kraftstoffe Pre-Basic Engineering	AG-Proj.-Nr.: AG-Dok.-Nr.: AN-Proj.-Nr.: P001092 AN-Dok.-Nr.: VTBR02-001 Proj.-Code.: POW2LIQ Rev./Datum: 01 / 25.06.2021 Seite: 9 von 10
		

3 Beschreibung der Gefahrenquellen

3.1 Betriebliche Gefahrenquellen

Die betrieblichen Gefahrenquellen resultieren aus einem möglichen Versagen von Komponenten und Systemen einschließlich der dazugehörigen Versorgungseinrichtungen. Diese Gefahren können hervorgerufen werden durch:

- ▲ Versagen von Wandungen mit Leckage-Folgen aufgrund von Korrosion, Brüchen und undicht gewordenen Flanschverbindungen,

Störungen der in der Anlage ablaufenden Funktionen wie:

- ▲ Versagen von Maschinen (z. B. Antriebe, Pumpen),
- ▲ Versagen der Versorgung mit elektrischem Strom,
- ▲ Versagen der Versorgung mit sonstigen Medien (z. B. Instrumentenluft, Inertgas, Heizgas, Kühlwasser, Dampf),
- ▲ Versagen von MSR-Einrichtungen,
- ▲ Verstopfungen von Rohrleitungen und Komponenten mit Druckentlastungsfunktionen,
- ▲ Unfälle bei Transporten auf dem Anlagengelände.

Weiterhin können betriebliche Gefahren durch sicherheitswidrige Handlungen infolge menschlichen Versagens entstehen. Hierzu zählen:




- ▲ Bedienungsfehler,
- ▲ Fehler bei Überwachungs- und Instandhaltungsvorgängen,
- ▲ Außerachtlassen von betrieblichen und öffentlich-rechtlichen Sicherheitsvorschriften.

Die Gefahrenquellen können zu unkontrollierten Freisetzungen von brennbaren, ätzenden, toxischen oder kanzerogenen Stoffen führen und Brände bzw. Explosionen verursachen, sofern nicht geeignete Gegenmaßnahmen getroffen werden.

3.2 Umgebungsbedingte Gefahrenquellen

Die Bewertung umgebungsbedingter Gefahrenquellen ist momentan konkret nicht möglich, da der konkrete Standort der Anlage noch nicht festgelegt ist. Hier sind insbesondere folgende potenzielle Gefahrenquellen mit Ihren Wechselwirkungen zur geplanten Anlage zu betrachten:

- ▲ Benachbarte Anlagen
- ▲ Benachbarte Verkehrsanlagen
- ▲ Naturbedingte Gefahrenquellen (Hochwasser, Erdbeben oder -absenkung, Erdbeben, Blitzschlag)
- ▲ örtlicher Alarm- und Gefahrenabwehrplan

 	Sicherheitskonzept EPP - Entwicklungsplattform PtL-Kraftstoffe Pre-Basic Engineering	AG-Proj.-Nr.: AG-Dok.-Nr.:
		AN-Proj.-Nr.: P001092 AN-Dok.-Nr.: VTBR02-001 Proj.-Code.: POW2LIQ Rev./Datum: 01 / 25.06.2021 Seite: 10 von 10

3.3 Eingriffe Unbefugter

Der Standort der Anlage und die Anlagentechnik ist auf geeignete und sinnvolle Weise vor Eingriffen Unbefugter zu schützen. Dies kann unter anderem durch folgende Maßnahmen erfolgen, ist aber erst im Zusammenhang mit den konkreten Standortbedingungen zu definieren:

- ▲ Vermeidung der Zugangsmöglichkeit durch Unbefugte
- ▲ Umzäunung des Anlagenstandortes
- ▲ Werkschutz
- ▲ Kontrollen, Meldesysteme
- ▲ Zugangsberechtigungen
- ▲ Umgang mit Fremdfirmen