

# Energieforschungsprogramm

## Publizierbarer Endbericht

**Programmsteuerung:**

Klima- und Energiefonds

**Programmabwicklung:**

Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG)

### Endbericht

erstellt am

27/07/2017

## Projekttitle: Winddiesel\_klienIF

Untersuchung des Lastwechselverhaltens eines Slurryreaktors zur Einkopplung von H<sub>2</sub> und Produktion von FT-Diesel

Projektnummer: 843931

Ausschreibung	04. Ausschreibung e!Mission.at
Projektstart	01/05/2014
Projektende	30/04/2017
Gesamtprojektdauer (in Monaten)	36 Monate
ProjektnehmerIn (Institution)	Güssing Energy Technologies GmbH
AnsprechpartnerIn	DI Dr. Richard Zweiler
Postadresse	Wienerstraße 49, 7540 Güssing
Telefon	+43 3322 42606 311
Fax	+43 3322 42606 399
E-mail	r.zweiler@get.ac.at
Website	<a href="http://get.ac.at">http://get.ac.at</a>

# Winddiesel\_klienIF

Untersuchung des Lastwechselverhaltens eines Slurryreaktors zur Einkopplung von H<sub>2</sub> und Produktion von FT-Diesel

**AutorInnen:**



**Güssing Energy Technologies GmbH**

**DI(FH) Markus Goritschnig**

**DI Katharina Kreuter**

**DI Philipp Novakovits**

**Mario Pomper**

**DI Dr. Richard Zweiler**



**TU Wien - Institut für Verfahrenstechnik, Umwelttechnik und Techn. Biowissenschaften**

**Univ.-Prof. DI Dr. Hermann Hofbauer**

**DI Peter Groß**

**Prof. Dr.-Ing. Reinhard Rauch**



**Repotec GmbH**

**DI Christian Aichernig**



**EC Engineering GmbH**

**DI Dr. Stefan Müller**



**BILFINGER**

**Bilfinger Bohr- und  
Rohrtechnik GmbH**

**DI Nabeel Ataimisch**



**energie  
BURGENLAND**

**Ing. DI Dr. Klaus Bosch**

**Ing. Michael Haider**

# 1 Inhaltsverzeichnis

1	Inhaltsverzeichnis.....	6
2	Einleitung & Ziele .....	7
3	Problemstellung .....	8
4	Inhaltliche Darstellung - Verfahren.....	12
5	Ergebnisse und Schlussfolgerungen.....	16
5.1	Versuchsbetrieb .....	20
5.1.1	Ziele Versuchsdurchführung .....	20
5.1.2	Versuchsdurchführung und Ergebnisse .....	21
5.2	Modellierung.....	31
5.2.1	Wasserstofferzeugung mittels Elektrolyseur aus Windkraft .....	31
5.3	Details und Rahmenbedingungen.....	44
5.3.1	Standort .....	44
5.3.2	Kosten anderer PtG Verfahren .....	45
5.3.3	Strompreise fluktuierender Erzeuger .....	45
5.4	Veröffentlichungen .....	47
5.5	Wirtschaftlichkeitsbetrachtung .....	51
5.5.1	Ergebnisse Wirtschaftlichkeit .....	55
6	Ausblick und Empfehlungen.....	62
7	Literaturverzeichnis .....	63
8	Glossar .....	64
9	Kontaktdaten .....	65

## 2 Einleitung & Ziele

Seit 20 Jahren wird am Standort Güssing an der Entwicklung von neuen Technologien geforscht. Vor 13 Jahren wurde das DFB-Verfahren in den Stand der Technik übergeführt, vor 8 Jahren das Bio-SNG Verfahren und nun das Fischer Tropsch Verfahren. Gleichzeitig wird an der Optimierung von Technologien gearbeitet, deshalb wurde das aussichtsreiche Winddiesel Verfahren entwickelt.

Im Projekt Winddiesel\_klienIF wurden in 3 Jahren zahlreiche Ziele erreicht, wie z.Bsp.:

- Kombination der burgenländischen Kompetenzen Windkraft & Biomasse
- Entwicklung der Details eines FT-Slurryreaktors
- Auswahl eines geeigneten Katalysators
- Modellierung des gesamten Prozesses und einer PtG-Anlage
- Vergleich mit anderen Sektorkopplungsverfahren, wie PtG (Power-To-Gas)
- Auswahl eines geeigneten Anlagenstandortes einer allfälligen Demonstrationsanlage
- Möglichkeit der Teilnahme am Regelenergiemarkt
- Dimensionierung einer Demonstrationsanlage
- Wirtschaftlichkeitsbetrachtung dieser 50 MW Großanlage
- Definition des weiteren Entwicklungsbedarfs, Risikoabschätzung, usw.

### 3 Problemstellung

Das Biomassekraftwerk Güssing ist das erste, funktionierende Biomasse Vergasungskraftwerk der Welt, auf Basis der Wirbelschicht-Dampfvergasung. Auch wenn es derzeit (Anfang 2017) aufgrund der geringen Marktpreise nicht zur Strom- und Wärmeproduktion dient, darf nicht vergessen werden, dass es sich um eine Demonstrationsanlage handelt. Die Anlage war auf Basis des völlig neuen DFB Verfahrens (Dual Fluidized Bed, damals noch ficfb, siehe <http://ficfb.at>) vom Technikumsmaßstab upgescaled worden, und zwar um den Faktor 80. Die Forschungsarbeiten wurden um die Jahrtausendwende sehr schnell in die Praxis umgesetzt, weil mit dem reNet Austria als Knet Projekt die entsprechenden Rahmenbedingungen zur Verfügung standen.

Es dauerte nur 6 Monate, um das Basic Design fertig zu stellen, weitere 6 Monate um die Anlage zu bauen und 6 Monate, um die Anlage in Betrieb zu nehmen und zu optimieren.



Abbildung 1: Biomassekraftwerk Güssing nach der Errichtung

Für eine derartige Anlage ist es das Gegenteil von selbstverständlich, dass jedes Jahr zwischen 7000 und 8000 Vollast Betriebsstunden mit Betrieb des Gasmotors erreicht wurden. Nach 100.000 Betriebsstunden ist es nun ohnehin an der Zeit das Synthesegas einer höherwertigeren Nutzung zuzuführen.

Der TRL (Technology Readiness Level) des DFB-Verfahrens von 9 wurde im Jahr 2003 erreicht. Seither sind weltweit 10 DFB-Anlagen gebaut worden.

10 Jahre zur Entwicklung derartiger Technologien sind durchaus repräsentativ, wenn die Finanzierung zum Teil aus Forschungsförderungsprogrammen stammt. Mit der Entwicklung des FT (Fischer Tropsch)-Verfahrens ist etwa im Jahr 2004 begonnen worden. Derzeit wird eine Demonstrationsanlage mit einer Kapazität von 1 barrel/Tag vom bioenergy2020+ in Betrieb genommen.



Die Kohlenstoffkonversion dieser kombinierten Umwandlungskette bestehend aus DFB-Vergasungsanlage und FT-Anlage beträgt 31%, bei einem exergetischen Gesamtwirkungsgrad von 80%. 57% der Energie des Brennstoffes werden dabei in FT-Produkte umgewandelt.

Aus verschiedenen Gründen ist die Einspeisung von Wasserstoff in diesen Prozess interessant, wie z. Bsp. aus Sicht der Massen- und Energiebilanz. Im Normalbetrieb fällt Wasser an, welches entsorgt werden muss, aber besser zur Produktion von Wasserstoff mittels Elektrolyse verwendet werden kann. Wie im Folgenden beschrieben kann man signifikante Mengen an Wasserstoff in den Gesamtprozess einspeisen, was die Kohlenstoffkonversion von 31% auf 53% erhöhen wird.

Mit Blick auf eine vollständige Dekarbonisierung der Weltwirtschaft bis zum Jahr 2050, die durch das Pariser Klimaabkommen vorgegeben worden ist, kommt es in den nächsten Jahrzehnten darauf an, nicht nur den Stromsektor sondern alle gesellschaftlichen Sektoren klimaneutral umzugestalten.

Der Stromsektor hat bisher eine Vorreiterrolle gespielt, weil dort relativ wenige Emittenten für große Mengen an CO<sub>2</sub>-Ausstoß verantwortlich sind. Mit Windkraft und Photovoltaik stehen marktnahe und durch einen entsprechenden Förderrahmen in der Anschubphase auch wirtschaftliche regenerative Technologien zur Verfügung.

Durch die Fokussierung auf den Stromsektor kam in den letzten Jahren die Frage auf, wie bei hohen Anteilen volatiler regenerativer Stromerzeugung der erzeugte Strom auch ins Stromnetz integriert werden kann. Auch die Versorgungssicherheit, nämlich die Frage, wie längere Phasen eines Unter- oder Überangebotes von regenerativem Strom ausgeglichen werden kann, rückte ins Zentrum wichtiger Forschungsfragen. Dazu werden Speichertechnologien für regenerativen Strom benötigt. Die derzeit am meisten diskutierte und vielversprechendste Speichertechnologie ist „Power to Gas.“

Die dabei erzeugten chemischen Energieträger (Wasserstoff bzw. Methan) sind flexibel einsetzbar, sowohl in der Rückverstromung zum Ausgleich großer Energiemengen innerhalb eines Stromnetzes, das von einem hohen Anteil volatiler erneuerbarer Energie geprägt ist, als auch als Substitut in der chemischen Industrie, im Verkehr oder in der Wärmewirtschaft.

Wie jüngste Studien gezeigt haben, wird sich die Notwendigkeit von Stromspeichern zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit innerhalb des Stromnetzes erst relativ spät um 2050 herum ergeben, weil andere Flexibilisierungsoptionen wie „Power to Heat“, „Demand Side Management“ oder die Konzentration der Biomasseverstromung auf Zeiten von niedrigem Wind- und Sonnenenergieangebot kostengünstiger sind und relativ lange für einen Ausgleich von Energieangebot- und -nachfrage im immer regenerativer werdenden Stromnetz sorgen können.

Stattdessen rückte die Frage in den Mittelpunkt, dass die anderen Sektoren, insbesondere die chemische Industrie und der Verkehrssektor, zum Teil auch der Wärmesektor nur mittels regenerativem Strom vollständig dekarbonisiert werden können. Studien haben gezeigt, dass Speichertechnologien für dieses unter dem Namen „Sektorkopplung“ bekannt gewordenen Prinzip sehr viel früher benötigt werden als für die Stabilisierung des Stromnetzes.

Auch für diese Aufgabe wird meistens „Power to Gas“ diskutiert. Aber auch „Power to Liquid“-Technologien kommen hier zur Versorgung der chemischen Grundstoffindustrie und von Teilen des Verkehrs (Schwerlastverkehr, Schiffsverkehr, Flugverkehr) in Frage.

Das in diesem Forschungsprojekt untersuchte „Winddiesel“-Konzept ist eine solche „Power to Liquid“-Technologie, die für bestimmte Dekarbonisierungsaufgaben gegenüber „Power to Gas“ einige interessante technologische und wirtschaftliche Vorteile aufweisen könnte. Ziel dieses Projektes war es

experimentell zu untersuchen, ob diese möglichen Vorteile auch tatsächlich in der Technologie stecken und wirtschaftlich realisiert werden können.

### **Mögliche Vorteile der „Winddiesel“-Technologie gegenüber „Power to Gas“**

Zur Umwandlung des Stroms in chemische Energie wird in den meisten Konzepten die Wasserelektrolyse verwendet, da der Elektronenakzeptor Wasser kostengünstig ist und überall zur Verfügung steht und der erzeugte Wasserstoff als Grundchemikalie leicht in andere Energieformen und chemische Energieträger umgewandelt werden kann.

Chemische Speichertechnologien für regenerativen Strom sind aus mehreren Gründen sehr kostenintensiv:

- Durch die Umwandlungsverluste bei der Elektrolyse und bei möglicherweise nachfolgenden Synthesestufen und ggf. bei der Rückverstromung muss entsprechend mehr Strom eingesetzt werden
- Die Elektrolysetechnologie ist im benötigten Maßstab derzeit noch sehr teuer
- Der hohe erforderliche Stromeinsatz macht es notwendig, günstigen Strom zu verwenden (Überschussstrom = nicht integrierbarer Strom, Strom zu Zeiten niedriger Börsenpreise). Das aber führt zu niedrigen jährlichen Volllaststunden und langer Investitionsamortisation

Dementsprechend haben Technologien wie „Power to Gas“, deren Betrieb zwingend auf den Inputstrom für die Wasserelektrolyse angewiesen ist, mit erheblichen Kostennachteilen zu kämpfen.

Das „Winddiesel“-Konzept ist wie „Power to Gas“ ebenfalls in der Lage, regenerativen Strom z.B. aus einer Windparkregion in chemischen Energieträgern zu speichern. Der Hauptteil der Anlage besteht aus einer Biomassevergasung von Holzhackgut. Sie erzeugt bereits unter Grundlastbedingungen – d.h. wenn nur die Biomassevergasung betrieben wird – ein Synthesegas, das für die nachfolgende Fischer Tropsch Synthese ein ideales H<sub>2</sub>/CO-Verhältnis von 2:1 aufweist.

Die Aufgabenstellung dieser Winddiesel PtL (Power-To-Liquid) Anlage ist also mittels Elektrolyse aus Strom Wasserstoff zu erzeugen und diesen Wasserstoff gemeinsam mit dem Synthesegasstrom aus einer DFB Anlage zur Produktion von Treibstoffen zu nutzen. Dieser Strom ist kostengünstiger Strom, bzw. Strom der gespeichert werden muss. In Regionen mit einer hohen Anzahl an fluktuierenden Energieerzeugern, wie Photovoltaik, oder Windkraft ist dieser Bedarf in hohem Ausmaß vorhanden und eine Volllaststundenanzahl von mehr als 2000 kann bei der Wasserstoffproduktion erreicht werden.

Das Burgenland ist derzeit die einzige Region weltweit, wo beide der grundsätzlichen Technologien vorhanden sind. Die Biomasse Vergasung im Süden des Landes wurde bereits dargestellt, im Norden des Landes sind mit Stand Juni 2016 507 MW an installierter Leistung in 16 Windparks vorhanden. Wie bei den Ergebnissen dargestellt würde es reichen einen Teil dieser Leistung zur Elektrolyseproduktion zu nutzen.

Das Burgenland wäre deshalb ein schönes Beispiel für den Einsatz einer solchen Technologie. Außerdem sind die Marktpreise für elektrischen Strom derzeit so niedrig, dass es betriebswirtschaftlich nicht möglich ist diese Ökostromanlagen ohne gesicherten Einspeisetarif zu betreiben. Marktgebundene Modelle, wie sie von der EU vorgeschrieben werden, haben auch ihre Tücken, wie das Beispiel Deutschland zeigt. Mit dem gegenständlichen Verfahren können Biomassevergasung, genauso wie Windenergie profitabel betrieben werden, ohne auf Subventionen angewiesen zu sein.

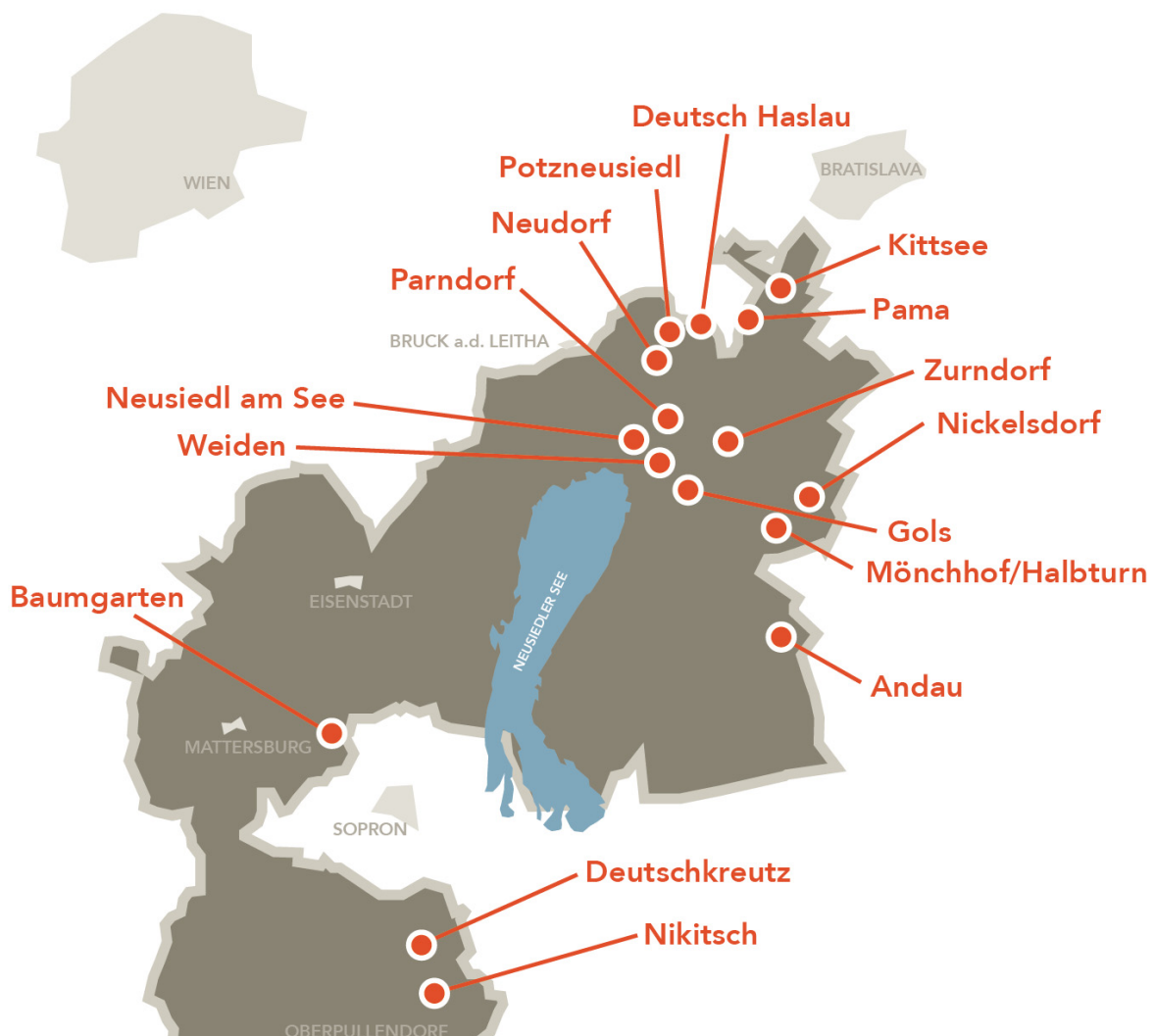


Abbildung 2: Windparks im Burgenland [1]

## 4 Inhaltliche Darstellung - Verfahren

Im Rahmen dieses umfangreichen Projektes wurden zahlreiche Details entwickelt und Experimente durchgeführt. Die Details und Methoden sind später etwas ausführlicher erläutert. Während des Projektes wurden mittels 5 wissenschaftlichen Publikationen Projektinhalte veröffentlicht und zahlreiche Informationen durch andere Fachzeitschriften oder dem TV der Öffentlichkeit zur Verfügung gestellt. Dazu ist es erforderlich die Grundzüge es entwickelten Verfahrens kurz zu beschreiben.

### Standard Dual fluidized bed gasifier with attached FT-reactor

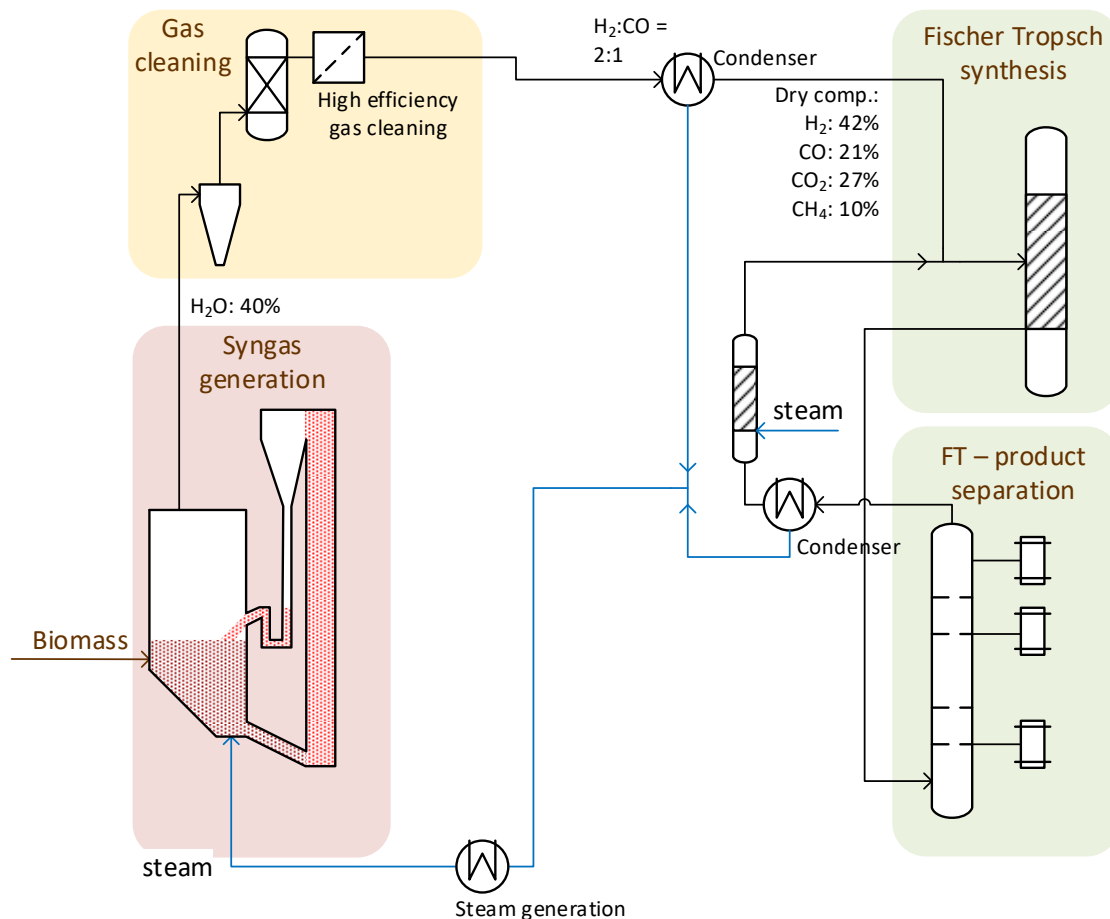


Abbildung 3: Schema der Produktion von Premium Diesel als Kombination aus DFB und Fischer Tropsch

Abbildung 3 zeigt den Prozess, welcher in den letzten 13 Jahren von der TU Wien und dem bioenergy2020+ entwickelt wurde und wie er im Moment als 1 barrel/day Anlage demonstriert wird.

Links unten ist die Einheit der Synthesegasproduktion dargestellt. Das DFB-System besteht aus zwei kommunizierenden Wirbelschichten, wobei ein Kreislauf des Bettmaterials vom Vergasungsteil in den Verbrennungsteil und wieder zurück stattfindet. Links ist der Vergasungsteil, eine stationäre Wirbelschicht, zu finden, in dem die Biomasse in ein Synthesegas übergeführt wird. Als Vergasungsmedium wird Dampf verwendet, was unter anderem dazu führt dass ein hochwertiges, stickstofffreies Synthesegas produziert wird. Allerdings benötigt dieses Vergasungsprinzip im Vergleich

zu autothermen Varianten, wie Luft, oder Sauerstoffvergasung, Energie. Diese Energie wird durch das umlaufende Bettmaterial eingebracht. Durch einen unteren Siphon, bzw. eine Rutsche, wird das Bettmaterial mitsamt des nicht reagierten Kohlenstoffs in den Verbrennungsteil eingebracht. Dieser wird in einem stöchiometrischen Verhältnis mit Luft fluidisiert und ist ab einer bestimmten Höhe als transportierende Wirbelschicht ausgeführt. Der Kohlenstoff wird verbrannt und die Temperatur des Bettmaterials erhöht. Damit bei der erforderlichen Umlaufrate die Temperatur von 850°C auf 920°C erhöht werden kann, muss zusätzlich etwas Synthesegas zudosiert werden. Die erhitzten Partikel des Bettmaterials werden schließlich in einem Zyklon abgeschieden und durch den oberen Siphon wieder dem Vergasungsteil zugeführt.

Die Teer- und Staubbelastung ist höher als die eines Gegenstrom, bzw. Doppelfeuergenerators, aber nicht viel höher als die eines Gleichstrom – Festbettvergasers. Diese Schadstoffe müssen aber ohnehin abgetrennt werden, daher wurde eine hochwirksame Gasreinigung bestehend aus einem Partikelfilter und eines RME (Rapsmethylester) - Wäschers entwickelt. Umfangreiche Untersuchungen am Betrieb eines dahinter geschalteten Gasmotors haben gezeigt, dass die verbleibenden Verunreinigungen an Schwefel, Teer, usw. keinen Schaden verursachen.

Für die Anwendung in Synthesegasprozessen ist aber eine vollständige Abtrennung von allen Schadstoffen erforderlich, welche in Abbildung 3 als „high efficiency gas cleaning“ dargestellt ist. Schwefel würde sich nämlich am Katalysator ablagern und diesen deaktivieren, die anderen Schadstoffe würden ebenfalls den Katalysator schädigen. Der Vorteil dabei ist allerdings, dass dadurch vollkommen schwefel- und schadstofffreie Kraftstoffe entstehen.

Wesentlich ist das stöchiometrische Verhältnis des Synthesegases von H<sub>2</sub> und CO. Für das gegenständliche Projekt liegt es idealerweise bei 2:1, welches bei Standard Betriebsbedingungen der DFB Dampfvergasung der Fall ist.

Dieses Synthesegas wird der FT (Fischer Tropsch) Synthese zugeführt in der bei 25 bar und 200 bis 300 °C in einem Slurryreaktor die Fischer Tropsch Produkte erzeugt werden. Diese bestehen aus Gasen, der Naphta-, der Diesel- und der Wachsfraktion. Anschließend werden diese Fraktionen aufgetrennt.

Grundsätzlich ist die Wasserbilanz positiv, d.h. es wird Wasser produziert, welches für die Elektrolyse verwendet werden kann.

Will man zusätzlichen Wasserstoff einspeisen, dann muss man zunächst das Synthesegasverhältnis von H<sub>2</sub> und CO ändern.

Abbildung 4 zeigt die Synthesegaszusammensetzung, welche bei Experimenten der französischen Einrichtung cea im Rahmen des Projektes ReCO<sub>2</sub> gemessen wurden. Dabei kann ein klarer Trend zu einem verringerten Wasserstoffgehalt und einem erhöhten Kohlenmonoxidgehalt bei Vergasung mit CO<sub>2</sub> festgestellt werden.

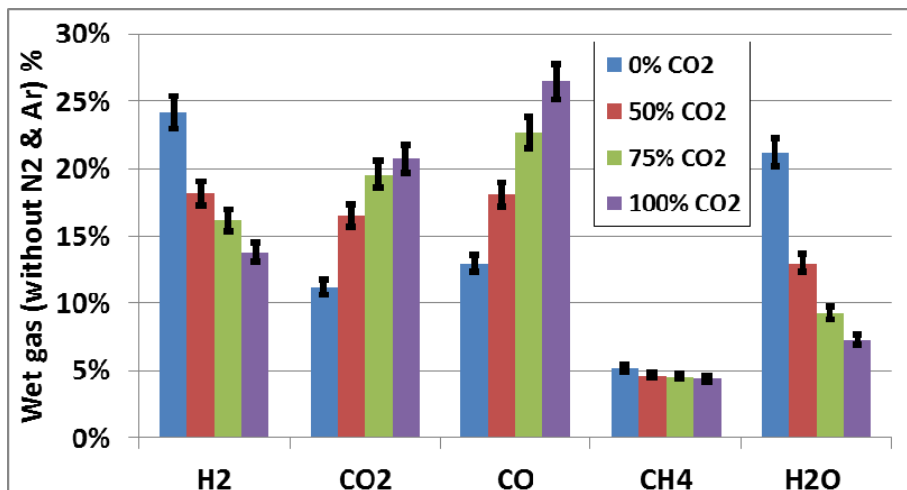


Abbildung 4: Ergebnisse der CO<sub>2</sub>-Vergasungsversuche des Projektes ReCO<sub>2</sub>

Um Wasserstoff in diesen Prozess einspeisen zu können muss also statt mit Dampf mit CO<sub>2</sub> vergast werden. Weil das im Synthesegas vorhandene CO<sub>2</sub> nutzlosen Ballast darstellt ist also nichts naheliegender, als dieses zurückzuführen. Dies führt schließlich zum Winddiesel Verfahren, welches in Abbildung 5 dargestellt ist. Wenn Strom zur Elektrolyse zur Verfügung steht, dann wird Wasserstoff erzeugt, welcher in den Prozess vor der Fischer Tropsch Synthese eingespeist wird. Damit eine maximale Menge eingebracht werden kann, wird vollständig mit CO<sub>2</sub> fluidisiert.

In Bezug auf die Investitionskosten bedeutet dies, dass man eine konventionelle Premium Diesel Anlage nur um die folgenden Komponenten erweitern muss:

- CO<sub>2</sub>-Abtrennung
- Elektrolyse (Hauptfaktor)
- FT-Teil etwas größer

und schon kann Spitzenstrom, wie z.Bsp. aus Windenergie, in Diesel umgewandelt werden. Im Vergleich zu PtG (Power-To-Gas) Anlagen bedeutet dies deutlich geringere Investitionskosten.

**Winddiesel full load operation- Full electrolysis power**

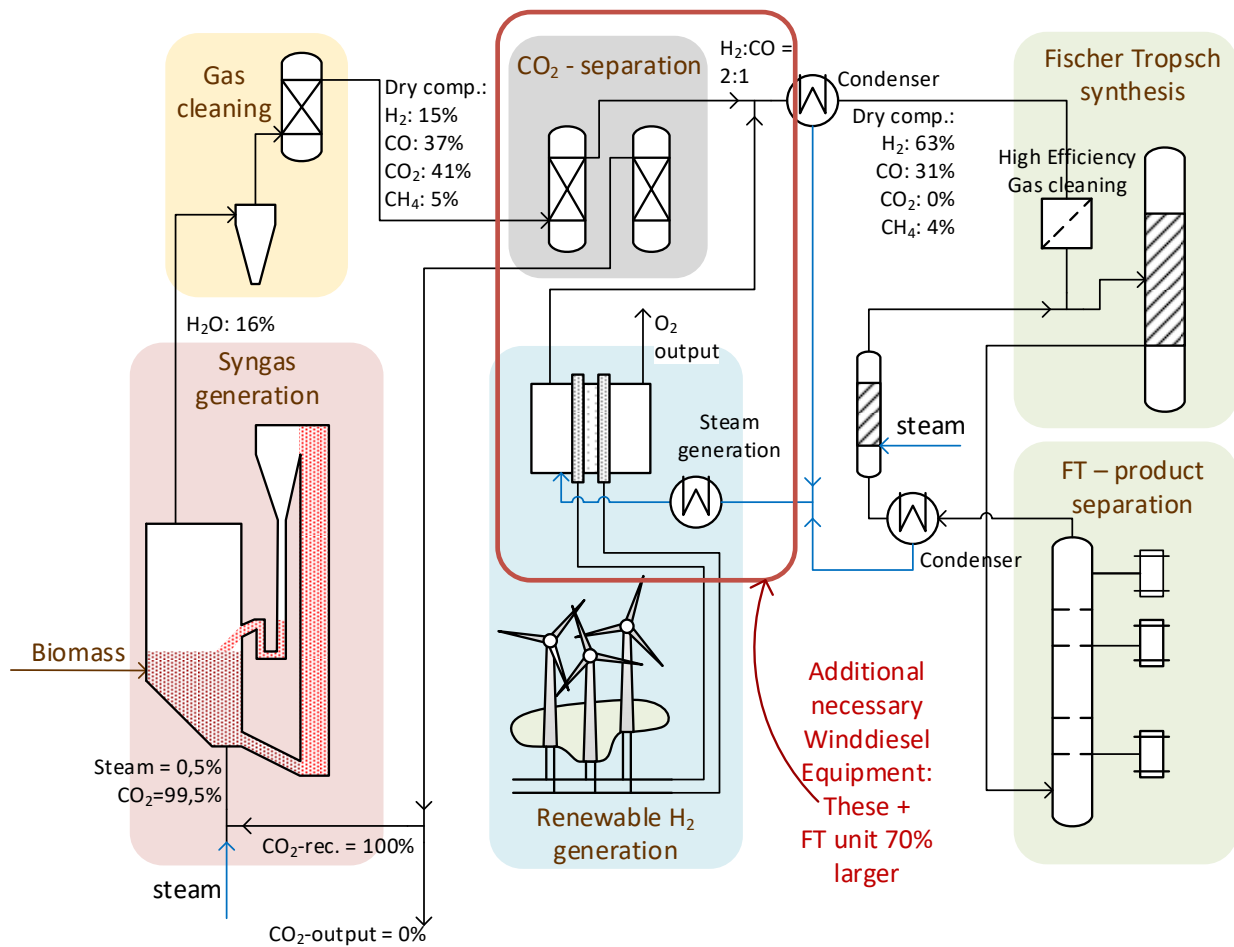


Abbildung 5: Winddiesel Verfahren

Dazu wurden zahlreiche Versuchsserien durchgeführt, welche detailliert mittels Simulation verifiziert wurden. Die validierten Werte wurden schließlich für die Abschätzung in einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung und der Dimensionierung einer Großanlage verwendet.

## 5 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Die Kopplung beider Verfahren führt zu einer perfekten Symbiose für die Modellregion Burgenland. Als eines der zahlreichen Ergebnisse des Projektes wurde die ideale Größe einer Demonstrationsanlage mit ca. 50 MW Brennstoffwärmeleistung Biomasse ermittelt. Die Ausbeute an zusätzlich erzeugten Treibstoff durch das Winddiesel Verfahren ist signifikant, wie Abbildung 6 zeigt. Eine Standard Premium Diesel Anlage mit 50 MW Brennstoffwärmeleistung würde etwa täglich 342 barrel FT-Produkte erzeugen, wird aber die maximale Leistung an elektrischer Energie in der Höhe von 33 MW zur Wasserstoffproduktion angelegt, dann werden 75% mehr FT-Produkte erzeugt, in Summe ca. 600 barrel/day.

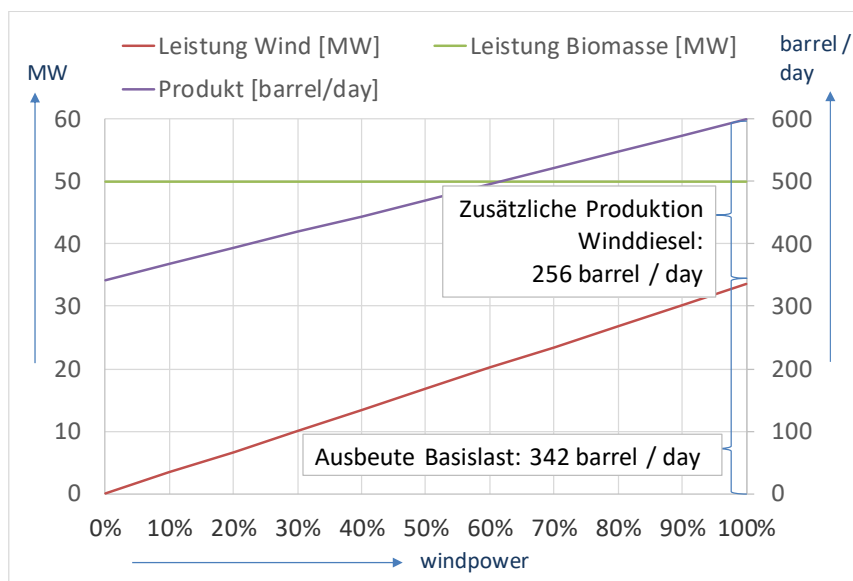
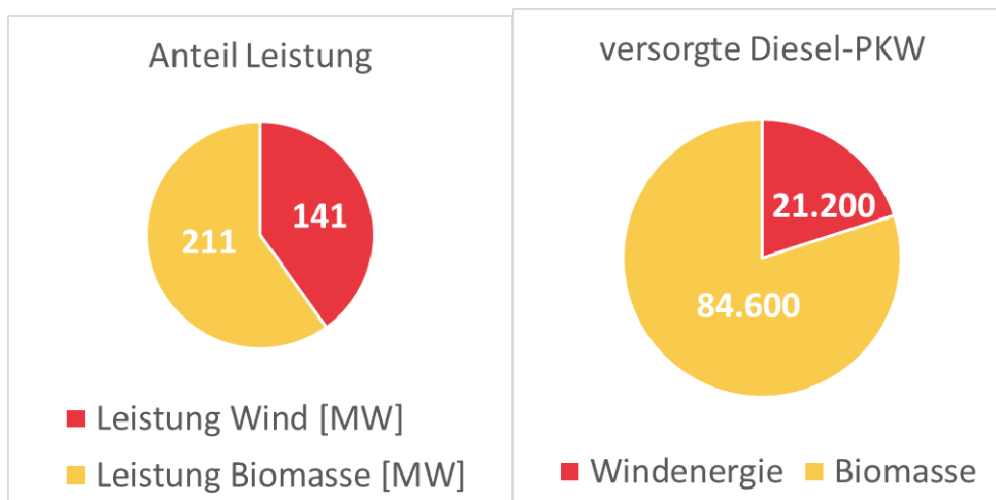


Abbildung 6: FT-Produktausbeute bei verschiedenen Eingangsleistungen

Baut man 4 solcher Anlagen, dann kann man so viel Diesel erzeugen, wie alle PKW des Burgenlandes gemeinsam benötigen. Mit einem Schlag wäre also das Burgenland nicht nur energieautark im Stromsektor, sondern auch im privaten Dieselsektor.





Die beiden Abbildungen der vorigen Seite veranschaulichen diese Situation. Verbindet man 4 Biomasseanlagen mit einer Gesamtleistung von 211 MW mit Windkraftanlagen mit einer Gesamtleistung von 141 MW, dann kann man alle Diesel-PKW des Burgenlandes mit Treibstoff aus 100% erneuerbaren Energieträgern versorgen. Ein Fünftel würde dabei aus Windenergie und der Rest aus Biomasse erzeugt, wie die rechte Abbildung zeigt.

Ein wesentlicher Schwerpunkt des Projektes entfiel auf der genauen Berechnung und Prognose der Wirtschaftlichkeit. Das Ergebnis: Bei einem Dieserverkaufspreis an der Tankstelle um die 1,10 EUR pro Liter ist es ohne laufende Förderungen möglich diese Anlagen ohne finanzielle Verluste zu betreiben. Dies ist besonders vor dem Hintergrund der im Moment auslaufenden Ökostrom Einspeisetarife eine hoffnungsvolle Perspektive.

Auf Basis der in Kapitel 0 genannten Grundlagen wurde eine breit angelegte Parametervariation und Sensitivitätsanalyse durchgeführt, welche etwa folgende Fragen beantworten konnte.

Ab einer Grenze zwischen 1500 und 3500 Volllaststunden (Details bei der Wirtschaftlichkeit) Wind wird das Winddiesel Verfahren wirtschaftlicher, als eine konventionelle Premium-Diesel Anlage. Bei fortschreitenden Entwicklungsstand der Elektrolyse ist außerdem davon auszugehen, dass die Investitionskosten sinken werden und das Winddiesel Verfahren in jedem Fall Sinn macht.

Untersucht wurde auch die Varianten einer direkten Abwärmenutzung, bzw. der Verstromung, welche in diesem Maßstab am kostengünstigsten durch einen Dampfprozess durchgeführt werden kann. Zwischen 74 EUR und 105 EUR/MWh Einspeisetarif Strom lohnt sich die Investition in einen Dampfprozess.

In Bezug auf die Gegebenheiten im Burgenland ist diese Lösung realistischerweise kurzfristig umsetzbar. Die Leistung der zu installierenden Biomasseanlagen ist nur etwas größer, als die aktuell im Burgenland in Betrieb befindlichen Anlagen, bei denen in den nächsten Jahren der Einspeisetarif ausläuft, oder bereits ausgelaufen ist. Im Bereich Windenergie entspricht die erforderliche Leistung 28% der aktuell installierten Spitzenleistung, ist also die willkommene Alternative für Windparks, deren Einspeisetarif in den nächsten Jahren endet.

Systemtechnisch gesehen kommt diese Technologie zur genau richtigen Zeit auf den Markt. Mit dem Winddiesel Verfahren kann kurzfristig eine signifikante Menge an erneuerbaren Treibstoff erzeugt werden, was im Sinne des Pariser Abkommens dringend nötig ist. Gleichzeitig ergänzt sich diese Option perfekt mit den Entwicklungen im Strombereich, wie das Beispiel der Mobilität zeigt. Setzt sich etwa die E-Mobilität in den nächsten Jahren durch, dann kann mit den verbleibenden Kapazitäten der gesamte PKW Verkehr mit Treibstoff versorgt werden und die wertvollen erneuerbaren Treibstoffe können für den Schwer- oder Flugverkehr genutzt werden. Falls sich andere Entwicklungen ergeben ist die gegenständliche Technologie in der Lage sich diesen Gegebenheiten anzupassen.

Nicht zu verwechseln ist der Treibstoff mit Biodiesel der ersten Generation. Der hier produzierte Diesel ist so hochwertig, dass damit eine dieser beliebten Premium Diesel Sorten produziert werden kann, welche an vielen Tankstellen angeboten werden. Dazu muss nur ca. 7-10% der Menge zu herkömmlichen, fossilen Diesel zugemischt werden und schon hat man einen Premium Treibstoff, der deutlich höhere Erlöse an der Tankstelle erzielt.

Dieses Verhalten und die niedrigen Emissionen wurden in verschiedenen Forschungsprojekten der letzten 10 Jahre von nationalen und internationalen Forschungseinrichtungen untersucht und vermessen. Dabei wurden z.Bsp. Vergleichsmessungen der realen Fahrzyklen mit Winddiesel und fossilen Diesel durchgeführt, Es hat sich gezeigt, dass die Emissionen eines Fahrzeuges schon allein

durch den Einsatz von Winddiesel wesentlich verringert werden können, wie das folgende gezeigte, simple Experiment erahnen lässt. Die Lampen werden dabei unter den gleichen Voraussetzungen betrieben: gleiche Flammengröße/Leistung, gleiche Verbrennungsluftmenge, usw. Der einzige Unterschied ist der Brennstoff, wodurch sich verschiedene Feinstaubemissionen zeigen.



Abbildung 7: "Lampenexperiment" zum Vergleich von Winddiesel und historischen Treibstoffen

Neben diesen anschaulichen Ergebnissen bietet das Winddiesel Verfahren noch zahlreiche, weitere Vorzüge.

- Im Vergleich zu „Power to Gas“ kann der größte Teil der „Winddiesel“ - Anlage, nämlich der „Biomasse zu Kraftstoff“-Teil mit hohen jährlichen Volllaststunden betrieben werden.
- Die Endprodukte des Fischer Tropsch-Prozesses als Rohprodukte z.B. für Diesel oder Kerosin erzielen höhere Marktpreise als erneuerbares Methan
- Im Bereich Verkehr erfordern die Fischer Tropsch Kraftstoffe als „Drop in“-Fuels keine zusätzlichen Investitionen in Motortechnologien und Tankstelleninfrastruktur
- Der „Biomasse zu Kraftstoff“-Teil einer Winddieselanlage liefert einen vollwertigen Kraftstoff und ist durch den Grundlastbetrieb für die Einkopplung von Wasserstoff vorbereitet, so dass die Zusatzinvestitionen einer „Winddiesel“-Anlage (Elektrolyseur, CO<sub>2</sub>-Abtrennung) hinsichtlich der Dimensionierung und der benötigten Volllaststunden optimal an die örtlichen Gegebenheiten und das zugrunde gelegte Businessmodell (Erlösbestandteile) angepasst werden können.
- Der Fischer Tropsch Slurry-Reaktor im Gegensatz zur CO<sub>2</sub>-Methanierung mit Lastwechseln zurechtkommt, so dass weder eine kostenintensive Überdimensionierung der Synthesestufe noch eine aufwändige Zwischenspeicherung des erzeugten Wasserstoffs zur Sicherstellung stationärer Betriebsbedingungen notwendig ist.

## 5.1 Versuchsbetrieb

### 5.1.1 Ziele Versuchsdurchführung

Zentral war die Frage, ob unter realen Versuchsbedingungen die Synthesestufe tatsächlich mit wechselnden Lastbedingungen so umgehen kann, dass die geschilderten Vorteile gegenüber „Power to Gas“ technologisch und wirtschaftlich ausgeschöpft werden können.

Im Versuchsteil des Forschungsprojekts bestand die Aufgabe darin, Langzeitversuche unter realistischen Bedingungen durchzuführen, die den Einfluss fluktuierender Lastzustände, d.h. wechselnder Produktgas-Inputströme in die Synthesestufe, auf folgende wesentliche Punkte sichtbar machen:

- lassen sich die Mehrausbeuten an Fischer Tropsch Kraftstoffen im Falle der Einkopplung von externem Wasserstoff erzielen?
- Führt der Lastwechselbetrieb zu unterschiedlichen Produktqualitäten?
- Wie wirkt sich der Lastwechselbetrieb auf die Langzeitstabilität des Katalysatorsystems aus?

Ein unmittelbar anschließendes Ziel an den Versuchsbetrieb war es, die dort generierten Versuchsdaten durch geeignete Simulationen im Rahmen der Schließung von Energie- und Massebilanzen zu verifizieren, um dann mit einem abgesicherten Datengerüst folgende wirtschaftliche Fragestellungen zu beantworten:

- Welche Anlagenteile werden für eine funktionsfähige „Winddiesel“-Anlage benötigt?
- Welche Investitionskosten ergeben sich aus dieser Anlagenkonfiguration (Modell einer Großanlage)?
- Wie sieht die Wirtschaftlichkeit einer solchen Anlage aus (Vergleich mit „Power to Gas“)?
- Welche Standorte kommen für eine solche Anlage auf der Basis eines zugrunde gelegten Businessmodells in Frage?
- Wie sieht die bis zur Errichtung einer kommerziellen Anlage noch zu durchlaufende F&E-Roadmap für die „Winddiesel“-Technologie aus?

Die Lösung von Fragen der Dissemination und ggf. des Schutzes geistigen Eigentums gehört schließlich ebenfalls zu den Zielen des Projekts.

## 5.1.2 Versuchsdurchführung und Ergebnisse

### 5.1.2.1 Experimenteller Teil

#### 5.1.2.1.1 Versuchsdesign

Um die Auswirkungen des Lastwechselbetriebs in den genannten Punkten identifizieren zu können, wurden mit jeweils dem exakt gleichen Katalysatorsystem (gleiche Charge) zwei 500 h Langzeittestläufe mit der im Güssinger Technikum befindlichen Fischer Tropsch Versuchsanlage durchgeführt.

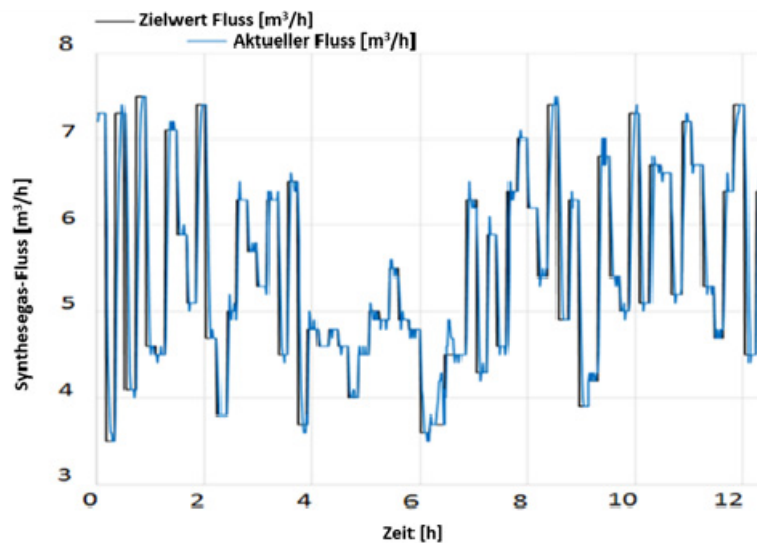


Abbildung 8: Synthesegasfluss unter Lastwechselbedingungen

Da es sich um einen One-through-Prozess handelt ohne Recycling des Offgases, konnte die unmittelbare Wirkung der unterschiedlichen Lastverhältnisse auf die Synthesestufe sehr gut untersucht werden.

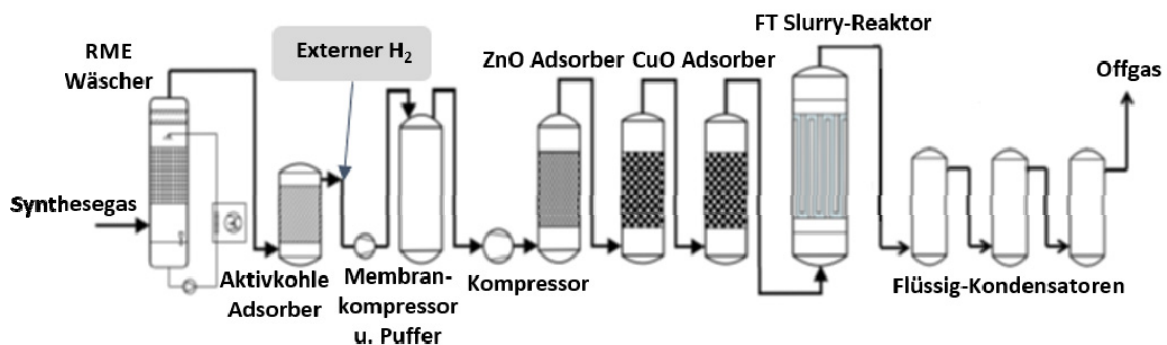


Abbildung 9: Fließbild der Fischer Tropsch Versuchsanlage

Der erste Testrun lief unter Grundlastbedingungen mit einem konstanten Synthesegasstrom von 5 m<sup>3</sup>/h ab. Im zweiten 500 h Testrun wurden fluktuierende Lastbedingungen mit einem Synthesegasstrom zwischen 3,5 und 7,5 m<sup>3</sup>/h verwendet. Abbildung 8 zeigt den Synthesegasfluss in einem unter Lastwechsel durchgeführten Experiment.

Um die zwei Langzeitversuche so vergleichbar wie möglich zu machen, wurde bei Bedarf auf der Basis einer CO-Online-Messung externer Wasserstoff zum Synthesegas zugefügt, um das für die Fischer

Tropsch Synthese ideale H<sub>2</sub>/CO-Verhältnis von 2:1 sicherzustellen. Insbesondere sollten dadurch zu niedrige Werte aufgrund einer schlechten Qualität des aus der Biomassevergasung stammenden Synthesegases verhindert werden. Denn zu niedrige H<sub>2</sub>/CO-Verhältnisse können durch Kohlenstoffabscheidung an der Oberfläche zu einer Katalysatordeaktivierung führen. In Abbildung 9 ist der Einspeisepunkt für den externen Wasserstoff in die Fischer Tropsch Anlage dokumentiert. Dieses Versuchsdesign aus einem 500 h Grundlastversuch und einem 500 h Lastwechselversuch wurde mit zwei Katalysatorsystemen unterschiedlicher Hersteller umgesetzt.

5.1.2.1.2 Analytik

Die GC-Gasanalysen für das Synthesegas und das Offgas wurden überwiegend automatisiert und aufgrund der vorhandenen Ressourcen periodisch alternierend durchgeführt. Ein unmittelbarer Vergleich zwischen Synthesegas und Offgas war deshalb nicht möglich. Für begrenzte Messkampagnen war es auch möglich, die Gaszusammensetzung online mit einem 5-Komponenten-Messgerät zu messen, was insbesondere für die Zusammensetzung des Offgases im Lastwechselfall von Interesse war.

Die festen und flüssigen Fischer Tropsch Produkte wurden ebenfalls auf Basis einer GC-Technologie gemessen. Ziel dieser Messungen war die quantitative und qualitative Bestimmung des gesamten Produktspektrums auf der Grundlage der für Fischer Tropsch Prozesse typischen Produktverteilung, die durch den Schlüsselparameter des α-Wertes charakterisiert werden kann. Desweiteren war der Umsetzungsgrad und damit die Produktivität des Systems von Interesse, die üblicherweise durch den Parameter der CO-Conversion angegeben wird.

Der α-Wert lässt sich gemäß dem Anderson-Schulz-Flory-Modell (ASF) nach Gleichung (1) bestimmen. Die Ermittlung der CO-Conversion ist auf zweierlei Art möglich, die durch die Gleichungen (2) und (3) beschrieben werden kann.

$$\log\left(\frac{W_n}{W_1}\right) = n * \log\alpha + \log\frac{(1 - \alpha)^2}{\alpha} \tag{1}$$

$$CO - Conversion = \frac{Mole\ H_2O_{Reaktion}}{Mole\ CO_{syngas}} * 100 \tag{2}$$

$$CO - Conversion = \frac{Mole\ C\ durchschn.\ HC}{Mole\ CO_{syngas}} * 100 \tag{3}$$

HC = Hydrocarbon

Nach der zweiten Methode kann die CO-Conversion nur indirekt mit Hilfe des α-Wertes bestimmt werden, da mit der gegebenen Versuchsanordnung die produzierten Kohlenwasserstoffe zwischen C1 und C8 gar nicht bzw. nur teilweise abgeschieden werden können und größtenteils mit dem Offgas verloren gehen.

5.1.2.1.3 Versuchsergebnisse

H<sub>2</sub>/CO-Verhältnis

In Abbildung 10 ist zu sehen, dass die H<sub>2</sub>/CO-Verhältnisse im Falle des Katalysators A für den Grundlast- wie den Lastwechselfersuch annähernd gleich waren, währenddessen sie im Falle des Katalysators B deutlich voneinander abwichen.

Das hing damit zusammen, dass im Lastwechselfersuch bereits das von der Vergasungsanlage gelieferte Synthesegas ein H<sub>2</sub>/CO-Verhältnis von annähernd 2,4 aufwies und anlagentechnisch eine Reduzierung nicht möglich war.

Die wichtigste Anforderung an diesen Parameter war aber in allen Versuchen gegeben, nämlich ein nicht allzu stark vom idealen Verhältnis (=2) nach unten abweichender Wert. Dadurch konnte die Deaktivierung des Katalysators aufgrund von Kohlenstoffablagerungen an der Oberfläche ausgeschlossen werden.

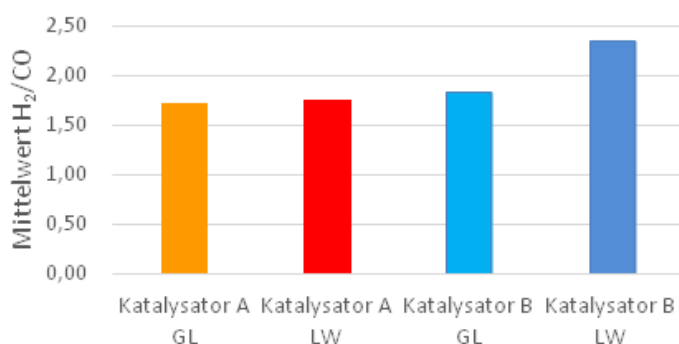


Abbildung 10: durchschnittliches H<sub>2</sub>/CO-Verhältnis für die verschiedenen Testreihen

Da bei der Fischer Tropsch Reaktion zwei Moleküle Wasserstoff mit einem Molekül CO reagieren, muss sich das H<sub>2</sub>/CO-Verhältnis des Offgases gegenüber dem des Synthesegases verringern. Die „Steigung“ dieser Wasserstoffabreicherung ist deshalb ein Maß für den Anteil an CO- und H<sub>2</sub>-Gas, das in die Reaktion eingegangen war (= CO-Conversion, Definition siehe vorige Seite).

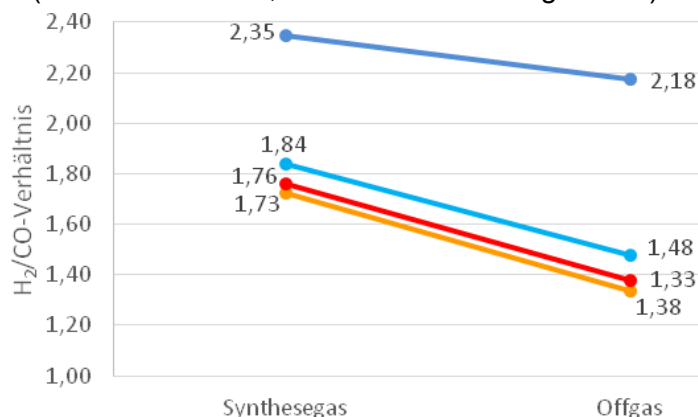


Abbildung 11: Abnahme des H<sub>2</sub>/CO-Verhältnisses zwischen Synthesegas und Offgas

In Abbildung 11 ist die Verringerung des H<sub>2</sub>/CO-Verhältnisses gezeigt. Wie deutlich zu sehen ist, unterscheidet sich diese Reduzierung nicht zwischen dem Grundlast- und dem Lastwechselfersuch im Falles des Katalysators A. Beim Katalysator B hingegen verringert sich das H<sub>2</sub>/CO-Verhältnis im Lastwechselfersuch weniger stark als im Grundlastversuch. Das liegt zum einen daran, dass hier im Lastwechselfersuch der Wasserstoff im Synthesegas überstöchiometrisch vorhanden war. Zum andren kann dies aber auch ein Hinweis darauf sein, dass dieses Katalysatorsystem nicht so gut mit



wechselnden Lastbedingungen zurechtgekommen ist, was zu einer Verringerung der CO-Conversion führen würde.

Abbildung 12 zeigt die Online-Messung der Gaszusammensetzung des Offgases während eines Lastwechselversuches. Es ist deutlich zu erkennen, dass eine Erhöhung des Synthesegas-Flusses augenblicklich mit einer Erhöhung der H<sub>2</sub>- und CO-Konzentrationen verbunden ist. Die zeitliche Verzögerung, die in der Grafik sichtbar ist, hängt mit den unterschiedlichen Messpunkten für die Flussmessung (vor Fischer Tropsch Reaktor) und für die Offgaskonzentrationen (Ende der Anlage) und dem dazwischen liegenden Gasvolumen zusammen.

Die grau hinterlegten Bereiche der Grafik repräsentieren Versuchsphasen, in denen seitens des Biomassekraftwerkes kein Synthesegas zur Verfügung stand. Die Fischer Tropsch Anlage schaltet in diesen Situationen automatisch in den Soft-Shutdown, bei dem die Anlage unter Beibehaltung des Gasflusses und der eingestellten Temperaturen mit Stickstoff betrieben wird, bis erneut Synthesegas bereitgestellt werden kann.

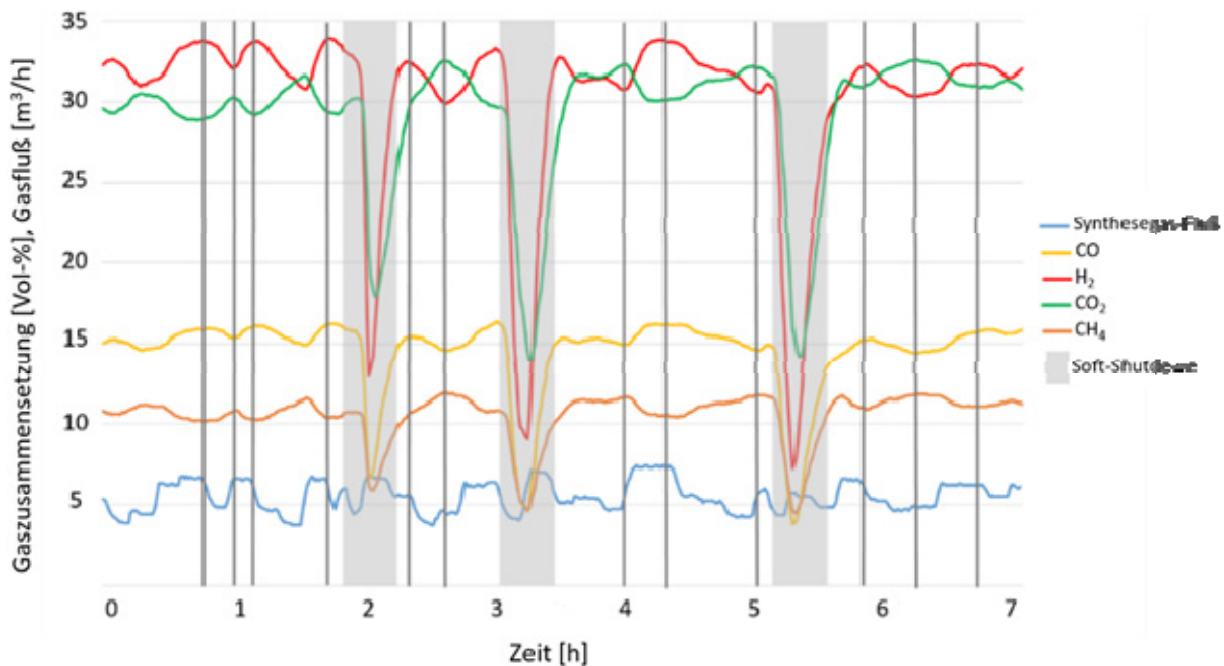


Abbildung 12: Gaszusammensetzung im Offgas in Abhängigkeit vom Synthesegas-Fluß (grau hinterlegte Phasen = N<sub>2</sub>-Betrieb aufgrund von Soft-Shutdowns)

Fluktuierende Lastzustände sind mit unterschiedlichen Raumgeschwindigkeiten des Gases durch die Synthesestufe verbunden, was die CO-Conversion und möglicherweise auch die Produktqualität ( $\alpha$ -Wert) beeinflussen kann.

#### Temperaturverhalten des Fischer Tropsch Reaktors

Die Fischer Tropsch Reaktion ist stark exotherm, weshalb ein guter Wärmeübergang für die Langzeitstabilität des Katalysatorsystems von entscheidender Bedeutung ist. Deshalb war es ein Ziel der Versuchsserien, die in der Einleitung und in den Projektzielen genannten Vorteile des Fischer Tropsch Slurry-Syntheseverfahrens im Bereich des Wärmemanagements experimentell zu bestätigen. Die nachfolgenden vier Abbildungen zeigen das Temperaturverhalten der beiden Katalysatorsysteme jeweils unter Grundlast- und Lastwechselbedingungen.



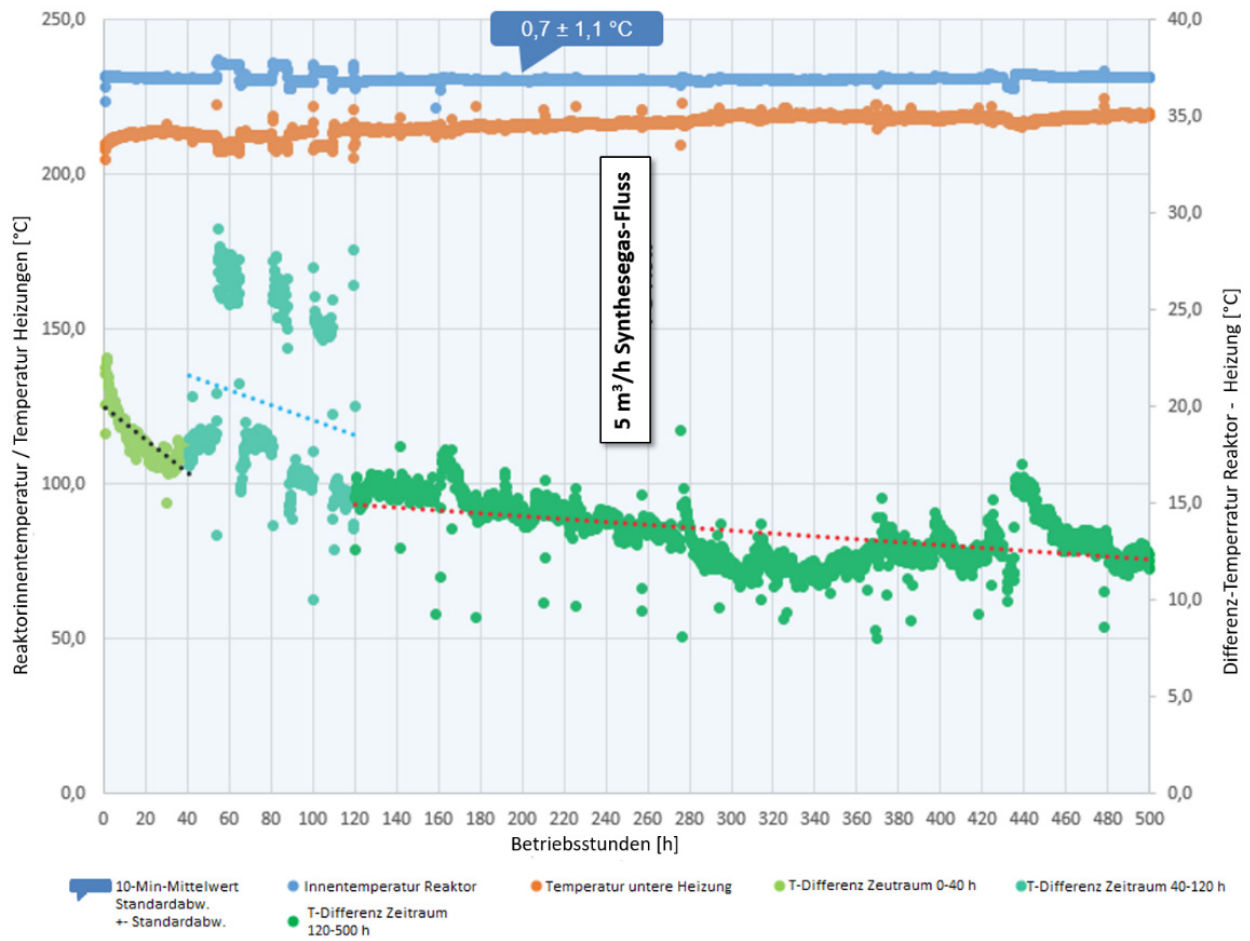


Abbildung 13: Temperaturverhalten Katalysatorsystem A im Grundlastversuch

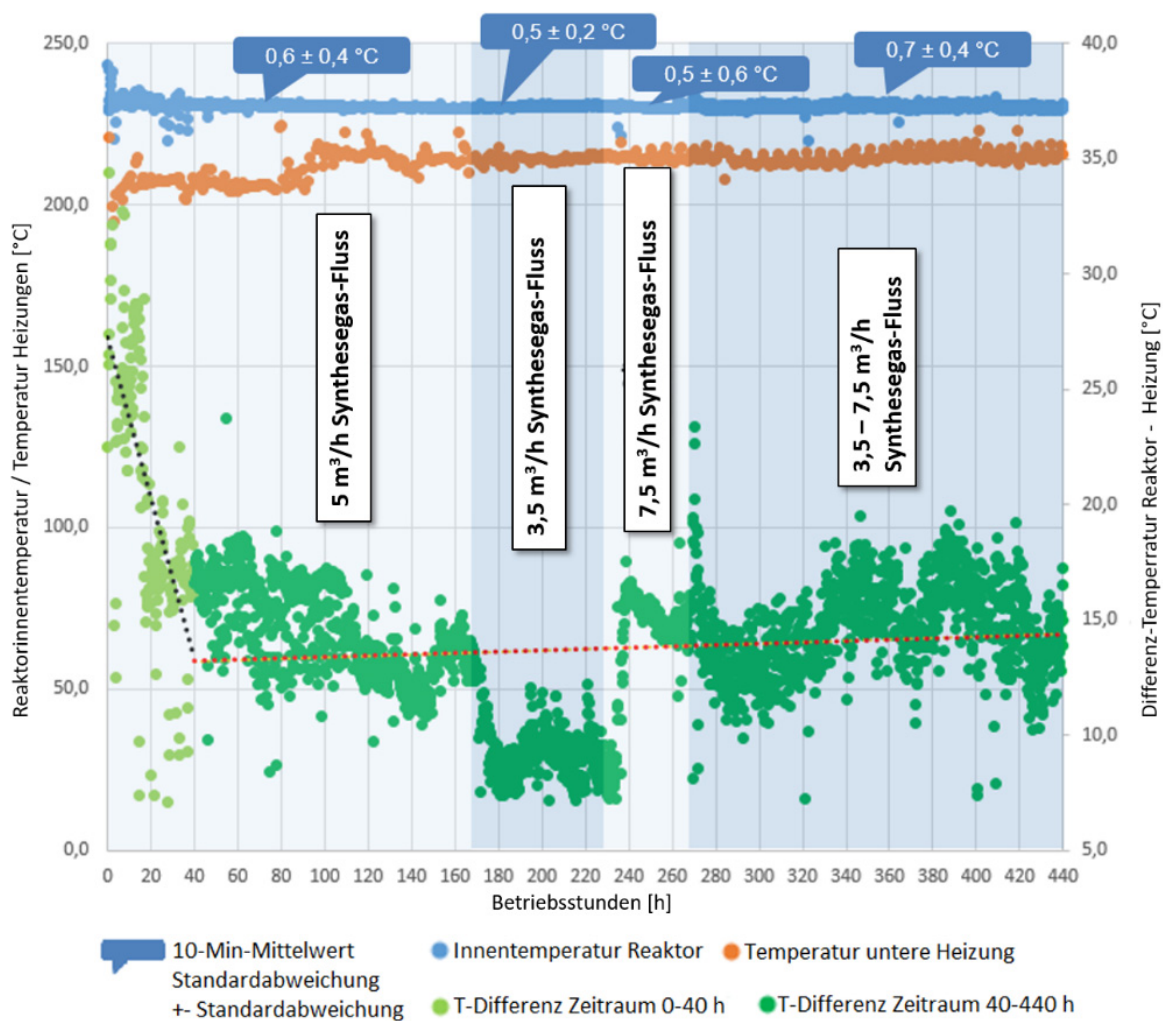


Abbildung 14: Temperaturverhalten Katalysatorsystem A im Lastwechselforschung

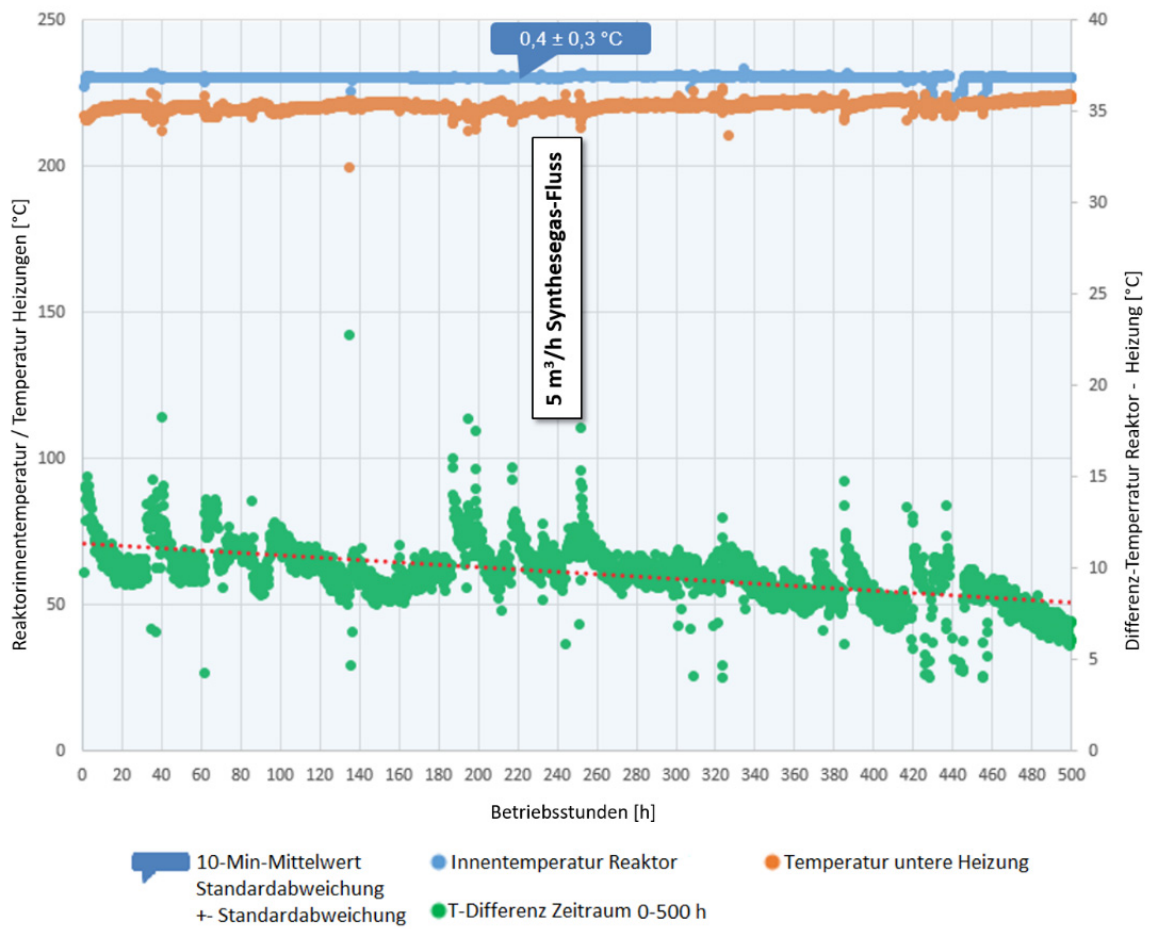


Abbildung 15: Temperaturverhalten Katalysatorsystem B im Grundlastversuch

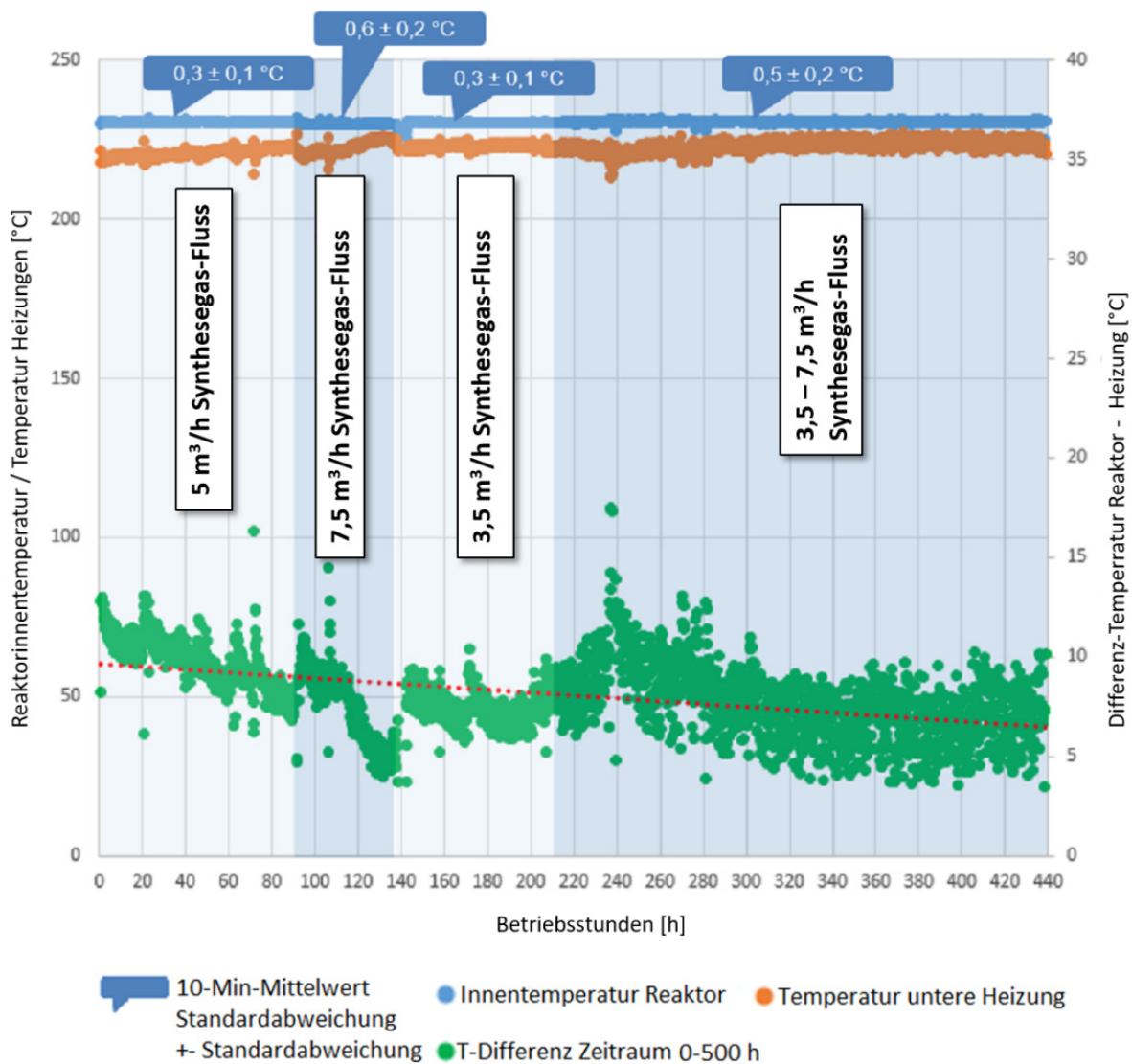


Abbildung 16: Temperaturverhalten Katalysatorsystem B im Lastwechselversuch

Insbesondere war die Frage von Interesse, ob die Lastwechselbedingungen im Vergleich zur Grundlast aufgrund der höheren Gasraumgeschwindigkeiten zu einer Veränderung im Temperaturverhalten und unterschiedlichen Temperaturzonen innerhalb des Reaktors führt. Wie die Standardabweichungen der Temperaturen innerhalb des Reaktors und entlang der gesamten Reaktorlänge zeigen, gibt es hier bei beiden Katalysatorsystemen zwischen Grundlast- und Lastwechselbedingungen keinen Unterschied hinsichtlich des Wärmeübergangs in der flüssigen Phase.

Die Daten zeigen, dass mit dieser Technologie auch bei fluktuierender bzw. erhöhter Last nicht mit Katalysatordeaktivierung aufgrund von Hotspots zu rechnen ist. Von dieser Warte aus eignet sich deshalb der Slurry-Reaktor in idealer Weise zur Aufnahme und Verarbeitung fluktuierender und erhöhter Inputströme.

#### Beobachtung von Katalysatorabrieb

Der für Slurry-Verfahren wichtigste Deaktivierungsprozess ist der mechanische Abrieb, da die feinen Katalysatorpartikel von 30-100 µm in der flüssigen Wachsphase frei beweglich sind, so dass sie durch das in den Reaktor eintretende Synthesegas Beschleunigungs- und Reibungskräften ausgesetzt

werden. Diese Kräfte sollten umso stärker einwirken, je höher bei sonst gleichen Bedingungen die Gasraumgeschwindigkeit ist. Demnach können sich höhere Lastzustände durch einen stärkeren Katalysatorverschleiß bemerkbar machen, je nachdem wie sensibel dieser gegenüber mechanischem Abrieb ist.



Abbildung 17: nach den Versuchen ausgeschmolzene Katalysator/Wachs-Kuchen

Die Feinanteile kleiner 5 µm werden dabei während der Versuchsphasen aus dem Katalysatorsystem ausgetragen und befinden sich dann weitgehend in den abgeschiedenen Wachsen. Allerdings können die Katalysatorpartikel nicht so ohne weiteres nach Quantität und Korngrößenverteilung analysiert werden, da sie nur in Wachs eingeschlossen stabil sind. Um die Partikel für analytische Zwecke verfügbar zu machen, ist die Ausarbeitung eines mehrstufigen Aufbereitungsverfahrens erforderlich, was nicht Gegenstand dieses Projektes sein konnte.

Hier konnte lediglich die Färbung der erhaltenen Wachskuchen sowie der Wachsphase des nach jedem Versuch ausgeschmolzenen Katalysator/Wachs-Kuchens optisch begutachtet werden, um auf diese Weise eine grobe Aussage über Feinanteile des Katalysators in der Wachsphase zu treffen.

Generell konnten am Ende der Testreihen zumeist höhere Katalysatormengen in den auskondensierten Wachskuchen beobachtet werden. Bei den aus dem Reaktor ausgeschmolzenen Katalysator/Wachs-Kuchen konnte für den Katalysator A kein Unterschied hinsichtlich der Feinanteile zwischen Grundlast- und Lastwechselversuch festgestellt werden, während im Fall des Katalysators B optisch eine höherer Feinanteil in der Wachsphase des „Lastwechsel-Kuchens“ zu erkennen war. Dies ist aber nur ein erster Hinweis und muss durch die Entwicklung einer geeigneten Analysemethodik bestätigt werden.

Vergleich von Produktivität, CO-Conversion, α-Wert und Flüssig-Fest-Verhältnis

Der Katalysator A war von höherer Qualität als Katalysator B. Vergleicht man die Parameter für den Grundlastversuch, so sind die Werte für Produktivität, CO-Conversion und den Parameter α für Katalysator A höher als für Katalysator B.

Die Produktivität ist dabei definiert als die pro Zeiteinheit erzeugte Menge Produkt, normiert auf ein kg Katalysator (Gleichung (4))

$$\text{Produktivität} = \frac{\text{kg Produkt}}{\text{h} \cdot \text{kg}_{\text{Kat}}} \quad (4)$$

Äußerst aufschlussreich war der Vergleich zwischen Grundlast- und Lastwechselbedingungen innerhalb der Katalysatorsysteme. Während hier für den Katalysator A die CO-Conversion wie auch der  $\alpha$ -Wert in einem ähnlichen Bereich liegen, führen die Lastwechselbedingungen für den Katalysator B zu niedrigeren Werten für diese Parameter.

Der durchschnittlich höhere Synthesegasfluss unter Lastwechselbedingungen führte beim Katalysatorsystem A bei vergleichbarer Produktqualität zu einer proportional höheren Produktmenge, während das Katalysatorsystem B unter Lastwechselbedingungen hinsichtlich Produktqualität- und Quantität Einbußen zu verzeichnen hatte. Offensichtlich war dieses Katalysatorsystem sensibel gegenüber den höheren mechanischen Belastungen, die durch die zeitweise höheren Gasgeschwindigkeiten unter Lastwechselbedingungen verursacht wurden.

### **5.1.2.2 Ergebnisse Versuchsdurchführung bzgl. der Projektziele**

Die experimentellen Ergebnisse können bzgl. der Projektziele folgendermaßen zusammengefasst werden:

Lastwechselbedingungen, wie sie die „Winddiesel“-Technologie erfordert, führen gegenüber dem Grundlastbetrieb einer „Biomasse-zu-Kraftstoff“-Anlage zu höheren mechanischen Belastungen für das Katalysatorsystem der Fischer Tropsch Slurry-Synthesestufe

Mechanisch sensible Katalysatoren reagieren darauf mit erhöhtem Katalysatorabrieb und einem zeitlich früheren Einbruch hinsichtlich Produktmenge- und -qualität (verglichen mit Grundlast)

Es lassen sich Katalysatorsysteme finden, die den höheren mechanischen Belastungen standhalten und auf den höheren Synthesegas-Input im Lastwechselbetrieb mit einer äquivalenten Erhöhung der Produktmenge bei vergleichbarer Produktqualität reagieren. Diese Systeme sollten sich noch weiter optimieren lassen.

Die Reaktorgeometrie kann dahingehend optimiert werden, dass bei Beibehaltung des benötigten Strömungsregimes die Gaseintrittsgeschwindigkeiten und damit die mechanischen Belastungen für den Katalysator verringert werden. Damit kann die „Winddiesel“-Technologie noch robuster und wirtschaftlicher gemacht werden.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die Idee des „Winddiesel“-Konzeptes, nämlich zusätzliche Fischer Tropsch Kraftstoffe durch Einkopplung von Windstrom zu erzeugen und eine BtL-Anlage als Stromspeicher zu nutzen, auf Basis der experimentellen Ergebnisse als technisch umsetzbar betrachtet werden kann.



## 5.2 Modellierung

Ein wesentliches Standbein der Entwicklungen war die Untersuchung und Prozessentwicklung mittels begleitender Simulation. Dieses Gewerk stellte die Schnittstelle zwischen dem Anlagenbau und den Versuchen der industriellen Forschung her. Es folgten zahlreiche Variationen und Diskussionen bis schließlich ein optimales Modell einer Gesamtanlage gefunden und alle Details, wie schwankende Produktionen, dynamische Modellierungen, oder Betrachtung der Jahressganglinien ausreichend berechnet wurden.

Grundsätzliche Anmerkung zur Anlagengröße:

Wie in der Folge immer wieder beschrieben erfolgte die Simulation für eine 100 MW Anlage, wenngleich sich im Projektverlauf aus technischen Gründen herauskristallisiert hat, dass eine 50 MW Anlage die optimale Größe für die erste Demonstrationsanlage darstellt. Dieser Umstand war insofern leicht zu berücksichtigen, als die Ergebnisse aus der Prozesssimulation weitgehend linear skaliert werden konnten.

### 5.2.1 Wasserstofferzeugung mittels Elektrolyseur aus Windkraft

In der vorliegenden Arbeit wird die zusätzliche Einbindung von Wasserstoff in den Fischer-Tropsch-Prozess untersucht. Der Wasserstoff wird dabei aus überschüssigem Windstrom bereitgestellt. Im Zuge des Projektes wurde vom Windparkbetreiber „Energie Burgenland“ die Strommengen erhoben, die in einem anonymisierten Windpark A zur Verfügung stehen. Der überschüssige Strom soll herangezogen werden um die Produktion von Fischer-Tropsch-Produkten zu unterstützen. Tabelle 1 zeigt einen kurzen Auszug von wesentlichen Kenndaten des Windparks.<sup>1</sup>

Tabelle 1: Technische Spezifikationen Windpark Neusiedl/Weiden 1

Parameter Windpark	Einheit	Wert
Spitzenleistung	MW <sub>EL</sub>	79,2
Volllaststunden	h/a	2100
Netzanbindung	kV	20, 30
Kenndaten Windradtyp Modell X	Einheit	Wert
Nennleistung	kW <sub>EL</sub>	1800
Rotordurchmesser	m	70
Nabenhöhe	m	65-98

Neben den technischen Kenndaten wurde von Seiten „Energie Burgenland“ auch Daten zur Verfügung gestellt, die einen Einblick in den zeitlichen Verlauf der Stromproduktion erlaubt. Wie in Abbildung 18 ersichtlich, folgt die Leistungsbereitstellung einem sehr unregelmäßigen Verlauf. Die schwankenden Windlasten führen zu starken Änderungen der produzierten elektrischen Energie.

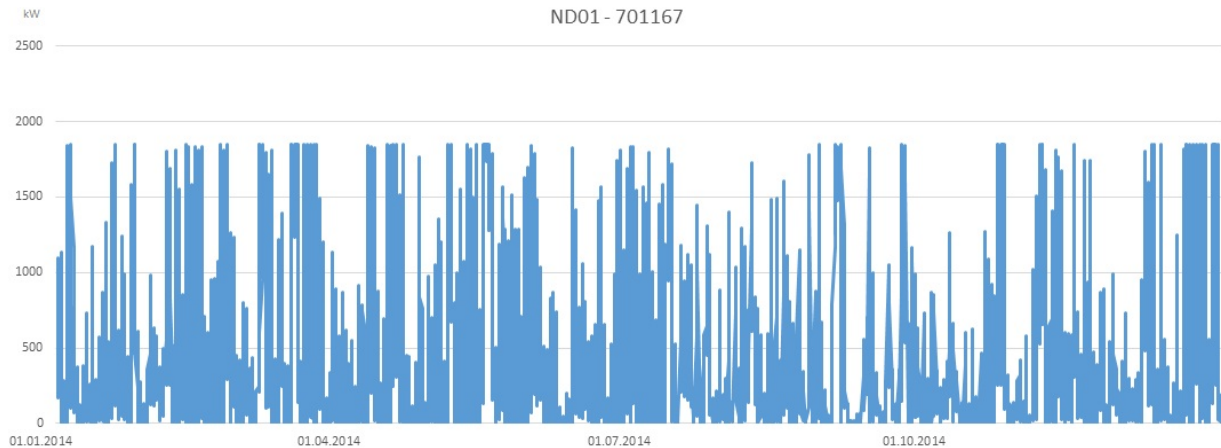


Abbildung 18: Zeitlicher Verlauf der Leistungsbereitstellung durch Windrad 354

Die dargestellten Daten bildeten einen wesentlichen Ausgangspunkt für die Simulation und die weiterführende Standortauswahl. Der **Jahreslastgang des Windstromes** definiert die mögliche Wasserstoffproduktion eines Windrades bzw. des Windparkst. Im Windpark Asteht eine maximale elektrische Leistung von **79,2 MW<sub>EL</sub>** zur Verfügung, die zur Produktion von Wasserstoff genutzt werden könnte. Dabei kann auf unterschiedliche Verfahren zurückgegriffen werden. Neben der **alkalischen Elektrolyse**, wird die **Hochtemperaturelektrolyse** und die „**Proton Exchange Membrane (PEM)**“-**Elektrolyse** in der Literatur angeführt. Eine genaue Beschreibung dieser Verfahren kann in der Literatur nachgeschlagen werden.



○ **Auswertung von Versuchsergebnissen**

Für die zuvor beschriebene Versuchsanlage wurde ein Massen- und Energiebilanzmodell aufgebaut, das die Auswertung von Versuchsläufen ermöglicht. Abbildung 19 zeigt eine Abbildung des erarbeiteten Massen- und Energiebilanzmodells.

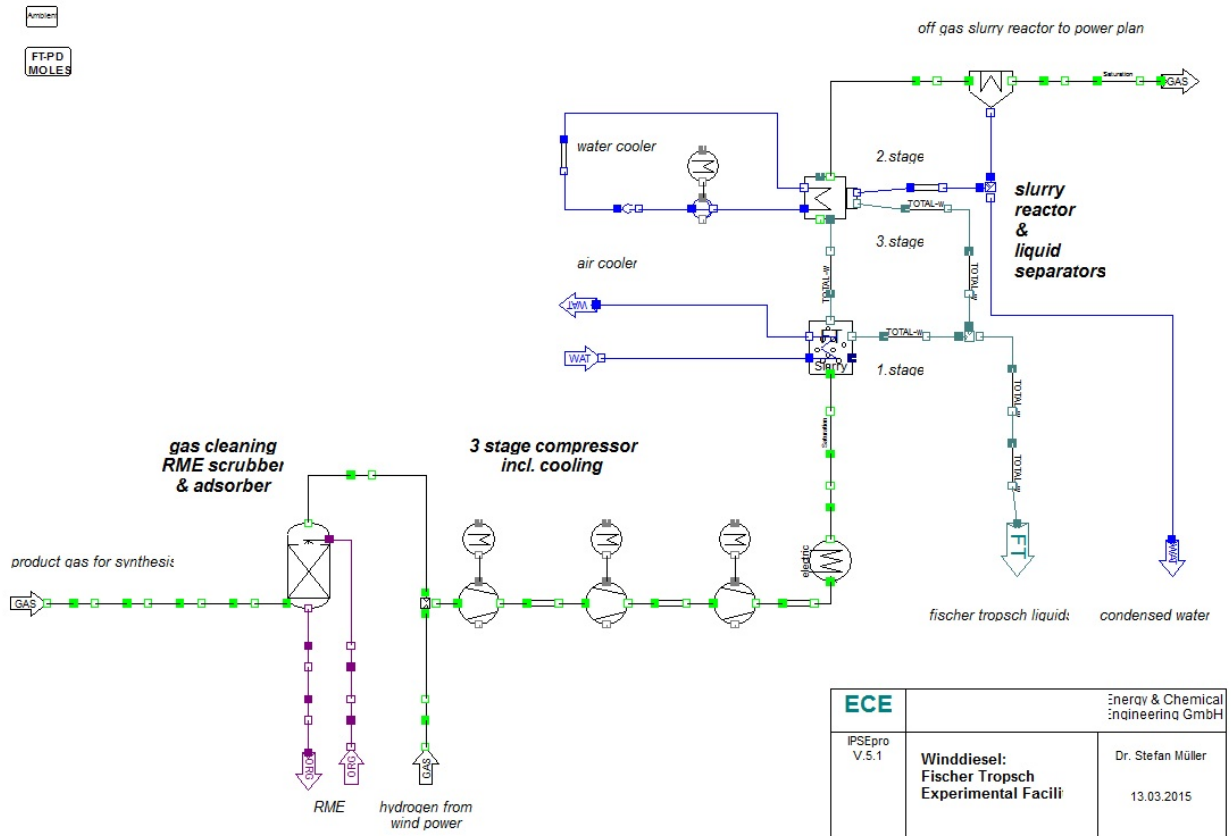


Abbildung 19: Simulationsmodell der Fischer-Tropsch Versuchsanlage zur Versuchsauswertung

Im Zuge der Arbeit wurden mit Hilfe dieses Modells:

- Referenzversuche ausgewertet (Bench Mark),
- Eingangsgrößen für den Versuchsbetrieb ermittelt,
- Versuche ausgewertet überprüft,
- und Kenngrößen für die Berechnung einer großtechnischen Anlage ermittelt.

Zu Beginn der Arbeit wurden die Referenzversuche ausgewertet. Dazu wurden die Versuchsergebnisse der TU Wien in das Simulationsmodell eingespielt und zur Berechnungen einer ausgeglichenen Lösung für die Energie- und Massenbilanzen des jeweiligen Versuches genutzt. Dies führte zur Berechnung der ausgeglichenen Lösung aus IPSEpro des jeweiligen Versuchslaufs. Aus den Daten wurde ersichtlich, dass das zugeführte Gas sich stark in Menge & Zusammensetzung vom „Off-Gas“ unterscheidet. Gleichzeitig wurde die erzielte Menge an Fischer-Tropsch Produkten präzise dargestellt. Auf Basis dieser robusten Eingangsdaten wurden die weiteren Ergebnisse, wie die Zugabe von Wasserstoff generiert.

Folgende Schlüsse können aus den Daten geschlossen werden. Wesentliche Grundlage für die Ermittlung der Energie- und Massenströme stellt die Mengemessung des Synthesegases, der Fischer-Tropsch-Produkte und des „Off-Gas-Stromes“ dar. Darüber hinaus spielt die Zusammensetzung dieser Ströme eine wesentliche Rolle und sollte im Zuge des Versuches so präzise wie möglich ermittelt werden. Die Simulationsergebnisse bauen somit in erster Linie auf diesen Messungen und Analysen auf. Darüber hinaus hat die Simulation gezeigt, dass bei der Durchführung der Versuche darauf geachtet werden muss, dass die zugeführte Wasserstoffmenge genau erfasst wird und die Messung des Betriebsvolumenströme des „Product gas input“ und des „Off gas outputs“ essentiell für die Bewertung der Versuchsergebnisse ist. Folgende Abbildung gibt den Versuchsaufbau der durchgeführten Winddieselveisuche wider.

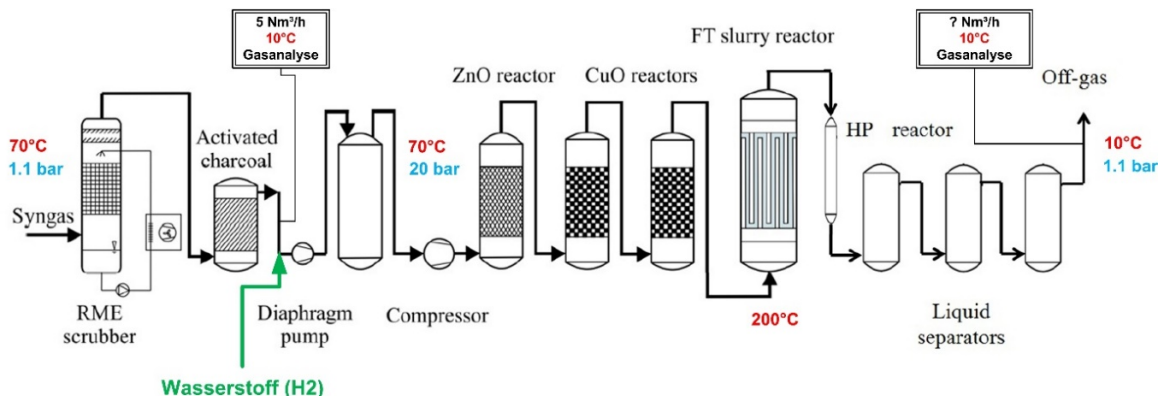


Abbildung 20: Vereinfachtes Prozessfließbild für Versuchsdurchführung

Im Zuge der Versuchsbetriebes wurde zusätzlicher Wasserstoff in den Prozess eingebracht. Darüber hinaus wurde der Betriebsvolumenstrom variiert, um den Lastwechsel (Load Change) durch schwankende Windkraft zu simulieren. Das Verhältnis zwischen Wasserstoff ( $H_2$ ) und Kohlenmonoxid ( $CO$ ) wurde dabei annähernd konstant gehalten. Alle weiteren Prozessparameter wurden ebenfalls annähernd gleich belassen. Um aussagefähiges Datenmaterial zu erhalten wurden mehrere Versuchspunkte mit unterschiedlichen Katalysatoren durchgeführt. Folgende Versuchsparameter wurde dabei in erster Linie variiert:

- Katalysatortyp sowie Betriebsvolumenstrom durch Wasserstoffzugabe (Load Change).

Das gesammelte Datenmaterial wurde mit Hilfe des bereits beschriebenen Simulationsmodells validiert. Tabelle 2 gibt einen Überblick über die wichtigsten Versuchsergebnisse und zugehörige in der Literatur definierte Kennzahlen. Wie aus den Ergebnissen ersichtlich, zeigten alle Versuchspunkte ähnliche Ergebnisse. Die  $CO$ -Conversion ( $X_{CO}$ ) wurde zwischen 20 und 40 % gemessen. Die Produktverteilung Alpha ( $\alpha$ ) wurde mit Werten zwischen 0.89 und 0.93 ermittelt. Katalysator B zeigte bessere Ergebnisse in Vergleich zu Katalysator A und J. Darüber hinaus zeigten die Lastwechselversuche (Load Change) lediglich einen geringfügigen Einfluss auf die Produktverteilung Alpha ( $\alpha$ ) sowie die  $CO$ -Conversion ( $X_{CO}$ ). Des Weiteren wurde im Zuge der Lastwechselversuche ein erhöhter Katalysatorabrieb festgestellt. Eine detaillierte Darstellung der Versuchsergebnisse befindet sich im Anhang des vorliegenden Berichtes. Die angeführten Daten stellten in weitere Folge die Grundlage für die Berechnungen eines etwaigen großtechnischen Betriebes dar.

**Tabelle 2: Überblick über wesentliche Versuchsergebnisse**

Parameter	Unit	Bench Mark*	Base Load	Load Change	Base Load	Load Change
Duration	h	1000	500	500	500	500
Catalyst	-	A	B	B	J	J
Experiment	-	1094	1035	1035	1125	1125
Temperature	°C	230				
Pressure	bar	20				
H <sub>2</sub> / CO ratio	-	2.4	1.8	2.0	2.4	3.1
Gas flow feed	Nm <sup>3</sup> /h	4.5	4.6	5.6	4.8	5.2
Benzine/naphta (C <sub>5</sub> -C <sub>9</sub> )	kg/h	0.028	0.036	0.040	0.028	0.027
Diesel (C <sub>10</sub> -C <sub>19</sub> )	kg/h	0.06	0.07	0.08	0.05	0.04
Wax (C <sub>20</sub> -C <sub>59</sub> )	kg/h	0.10	0.13	0.15	0.05	0.04
Condensed water	kg/h	0.29	0.30	0.35	0.25	0.20
Alpha (α)	-	0.90	0.93	0.93	0.90	0.89
Gas flow off gas	Nm <sup>3</sup> /h	3.5	3.5	4.3	4.1	4.6
CO-Conversion (X <sub>CO</sub> )	%	32	40	34	12	10
* values slightly modified due to changed conventions						

○ **Berechnung Großtechnische PtL & PtG-Anlage**

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wurden die Massen & Energiebilanzen einer großtechnischen Kopplungsanlage modelliert. Dazu wurden die erzielten Versuchsergebnisse herangezogen und für die Simulation genutzt. In Abbildung 21 wird das eingesetzte Simulationsmodell zur Berechnung des großtechnischen Betriebs des Winddiesel-Konzeptes dargestellt. Diese Version wurde schließlich nach einigen Iterationen als technisch optimale Variante festgestellt.

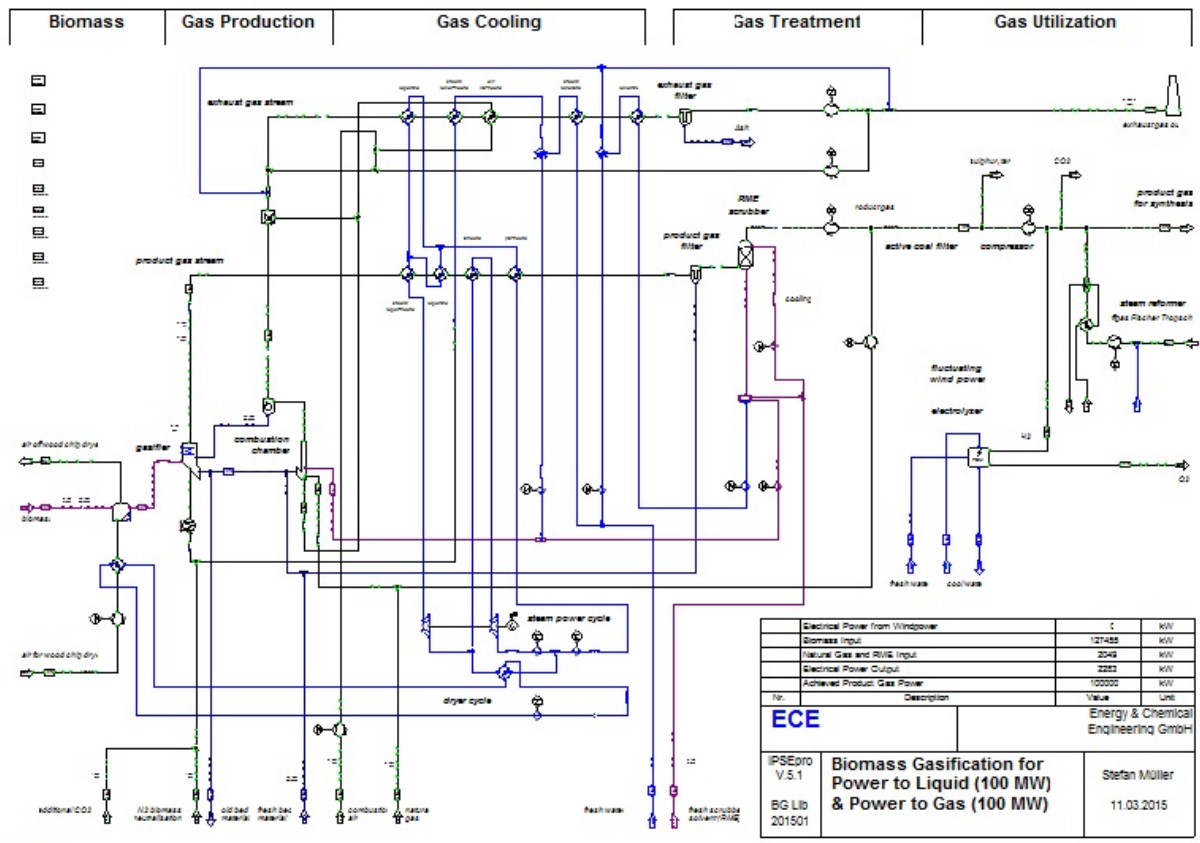


Abbildung 21: Simulationsmodell großtechnische Winddieselanlage

Die Ausgangsdaten der Simulation basierten dabei auf Erfahrungswerten aus der Literatur ergänzt um die erzielten Versuchsdaten und technische Datenblätter für die entsprechenden Komponenten der Winddieselanlage. Die Erzeugung von Wasserstoff mittels Elektrolyse wurde mit Hilfe einer „**Proton Exchange Membrane (PEM)**“-Elektrolyse modelliert, da diese sehr schnell gestartet wird und vergleichsweise gute Wirkungsgrade bei hohen Drücken erzielt. [2] Die genutzte Bibliothek wurde um ein entsprechendes Simulationsmodell ergänzt. Tabelle 3 fasst technische Daten aus der Literatur zusammen, die zur Simulation der PEM-Elektrolyse genutzt wurden.

**Tabelle 3: Technische Spezifikationen PEM-Elektrolyse**

Parameter Elektrolyse	PEM	Einheit	Wert
Anlagenkapazität		MW <sub>EL</sub>	1
Leistungsbedarf		kWh/Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub>	3.8 – 4.9
Ausgangsdruck		bar	30
Wirkungsgradangabe		%	ca. 80
Wasserstoffproduktion		Nm <sup>3</sup> /h	265

Das Simulationsmodell wurde in IPSEpro als Simulationsmodell für die Anlagenabschnitte:

- Biomassebereitstellung & Vergasung,
- Gasreinigung & Gaskühlung,
- sowie Gasnutzung zur Erzeugung von Fischer-Tropsch-Produkten
- oder zur Erzeugung von „Synthetic Natural Gas“ (SNG)

inkl. Peripherie aufgebaut. Die Ausführung der Gasreinigung orientiert sich an den praktischen Erfahrungen des experimentellen Betriebs (vgl. Abbildung 20) sowie aufbauend auf Erfahrungen mit bestehenden Großanlagen. Die großtechnische Fischer-Tropsch-Anlage wurde somit basierend auf den Versuchsdaten ergänzt, bzw. aus Werten aus der Literatur errechnet. [3] [4] [5]

Dazu wurde das bereits in Abbildung 21 und in Abbildung 19 dargestellte Simulationsmodell genutzt. Im Zuge der Simulation der großtechnischen Anlage wurden folgende Annahmen für den Betrieb einer 100 MW<sub>BWL</sub> Anlage getroffen:

- Im Fischer-Tropsch-Reaktor wird eine CO-Conversion von 60% erreicht.
- Beim Recycling von Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>) in den Vergaser stellt sich eine Produktgaszusammensetzung im Gleichgewicht der „Wasser-Gas-Shift“-Reaktion ein.
- Die erzielte Produktverteilung entspricht den Versuchsergebnissen. (Alpha (α) = 0.9).

Die Ergebnisse der auf den Annahmen durchgeführten Berechnungen sind in folgender Tabelle zusammengefasst. Detaillierte Simulationsergebnisse zum Reaktor und der Peripherie der Anlage sind im Endbericht der Simulation verfügbar.

Tabelle 4: Simulationsergebnisse großtechnische Fischer-Tropsch-Anlage

Parameter	Unit	Basisfall	Maximale Windlast
Biomasse Input	MW <sub>BWL</sub>	100	100
RME Input	MW <sub>RME</sub>	1.5	1.5
Windstrom Input	MW <sub>EL</sub>	0	67
Fischer-Tropsch Produkt	MW <sub>FT</sub>	50	88
Strom produziert von Dampfturbine	MW <sub>EL</sub>	8	10
Verhältnis Input/Output	-	0.57	0.58
Carbon Conversion	-	0.31	0.53

Wie aus den Ergebnissen ersichtlich kann der Output einer großtechnischen Anlage um  $38 \text{ MW}_{\text{FT}}$  auf  $88 \text{ MW}_{\text{FT}}$  gesteigert werden, wenn der Anlage zusätzlich  $67 \text{ MW}_{\text{EL}}$  an Windstrom zugeführt werden. Aufbauend auf den dargestellten Ergebnissen wurde analog die Berechnung einer großtechnischen Power to Gas (PtG) - Anlage durchgeführt. Im Anlagenkonzept wurde dabei die Fischer-Tropsch-Anlage durch eine SNG-Anlage ersetzt. Der Prozess wurde aufbauend auf den Berichten von Rehling B. modelliert. [5] Ausgehend von den dokumentierten Erfahrungswerten wurden für die SNG-Produktion ebenfalls ein Basisfall und ein Fall hinsichtlich der maximal möglichen Einbindung von Windkraft simuliert. Folgende Annahmen wurden dabei hinterlegt:

- im Methanierungsreaktor wird Kohlenmonoxid ( $\text{CO}$ ) und Wasserstoff ( $\text{H}_2$ ) zu Methan ( $\text{CH}_4$ ) und Kohlendioxid ( $\text{CO}_2$ ) umgesetzt,
- zusätzlich zugeführter Wasserstoff ( $\text{H}_2$ ) führt zu einem Gleichgewichtszustand der Wassergasshift-Reaktion.



Basierend auf den beschriebenen Annahmen und publizierenden Daten wurde eine zielgerichtete Hochrechnung für eine 100 MW<sub>BWL</sub> Anlage für den untersuchten Prozess durchgeführt. Tabelle 5 gibt abermals einen Überblick über die erzielten Simulationsergebnisse. Wie ersichtlich, kann der SNG-Output unter Zugabe von zusätzlichem Wasserstoff von 60 MW<sub>SNG</sub> auf 120 MW<sub>SNG</sub> gesteigert werden. Die angegebenen Werte können dabei jedoch nur erreicht werden, wenn die angenommenen Reaktionsraten im Rahmen der Methanierung auch tatsächlich erreicht werden können. Die verfügbaren Messdaten dazu, sind teilweise lückenhaft bzw. für den Fall der Zudosierung von Wasserstoff noch nicht vorhanden. Es wird daher empfohlen vor weiteren Umsetzungsschritten die Reaktionsraten in kleinem Maßstab nochmals zu validieren, bevor eine großtechnische Anlage geplant wird.

Tabelle 5: Simulationsergebnisse großtechnische SNG-Anlage

Parameter	Einheit	Basisfall	Maximale Windlast
Biomass Input	MW <sub>BWL</sub>	100	100
RME Input	MW <sub>RME</sub>	1.5	1.5
Windstrom Input	MW <sub>EL</sub>	0	89
Synthetic Natural Gas (SNG)	MW <sub>SNG</sub>	60	120
Strom produziert von Dampfturbine	MW <sub>EL</sub>	4	4

Die Berechnungsergebnisse zeigen, dass durch die zusätzliche Einbindung von Wasserstoff in den Prozess eine Leistungssteigerung derartiger Anlagen erwartet wird, wenn die angenommenen Reaktionsraten im Vergasungsreaktor, im Fischer-Tropsch-Reaktor oder auch im Methanierungs-Reaktor erreicht werden können. Die erzielten Simulationsergebnisse erlauben somit detaillierte Rückschlüsse zum erwarteten Anlagenverhalten. Es zeigt sich, dass die praktisch erreichbaren Reaktionsraten einzelne Prozessschritte wesentlichen Einfluss auf den Anlagenoutput haben. Die Konsequenz von dynamischen Lastwechseln auf das Anlagenverhalten wurde experimentell ebenfalls beleuchtet und stellen sich wie folgt dar.

### Betrachtung des dynamischen Verhaltens

Ein spezielles Augenmerk im Rahmen der experimentellen Untersuchungen wurde auf die dynamischen Aspekte der Nutzung von Windstrom gelegt. Dazu war es erforderlich den Jahreslastgang von zu speichernden Überschussstrom aus der Windenergie zu bestimmen. Die Energie Burgenland stellte dafür Daten aus einer Verbundanlage mit ca. 70 MW<sub>EL</sub> aus dem Nordburgenland zur Verfügung. Tabelle 1 zeigte bereits einen kurzen Auszug von wesentlichen Kenndaten des Windparks und Abbildung 18 zeigte den zeitlichen Verlauf eines einzelnen Windrades über ein ganzes Jahr. Wie ersichtlich, folgt die Leistungsbereitstellung einem sehr unregelmäßigen Verlauf. Somit führen schwankende Windlasten zu starken Änderungen der mittels Windkraft produzierten elektrischen Energie. Um die Auswirkung schwankender Windlasten auf das Anlagenverhalten untersuchen zu können wurde eine dynamische Simulation durchgeführt. Die Betrachtungen mit Hilfe den bereits vorgestellten Simulationsmodellen zeigte, dass die schwankende Bereitstellung von Wasserstoff aus Windenergie bei einem konstanten Wasserstoff zu Kohlenmonoxid Verhältnis (H<sub>2</sub>:CO) von 2:1 zu schwankenden Betriebsvolumenströmen in der Anlage führen würde. Die dadurch ausgelöste Veränderung der Strömungsgeschwindigkeiten kann in weiterer Folge zu negativen Abriebserscheinungen an den Katalysatoren führen. Um diesen Effekt an der Versuchsanlage untersuchen zu können, wurde für das Versuchsprogramm ein zufällig schwankender Betriebsvolumenstrom zwischen 3.5 und 7 Nm<sup>3</sup>/h errechnet und festgelegt. Mit Hilfe einer dynamischen Simulation konnte die Konsequenz des schwankenden Gasvolumenstromes auf den Slurry-Reaktor der Fischer-Tropsch-Versuchsanlage vorab simuliert werden. Ein Auszug der Ergebnisse der dynamischen Simulation sind in folgender Abbildung dargestellt.

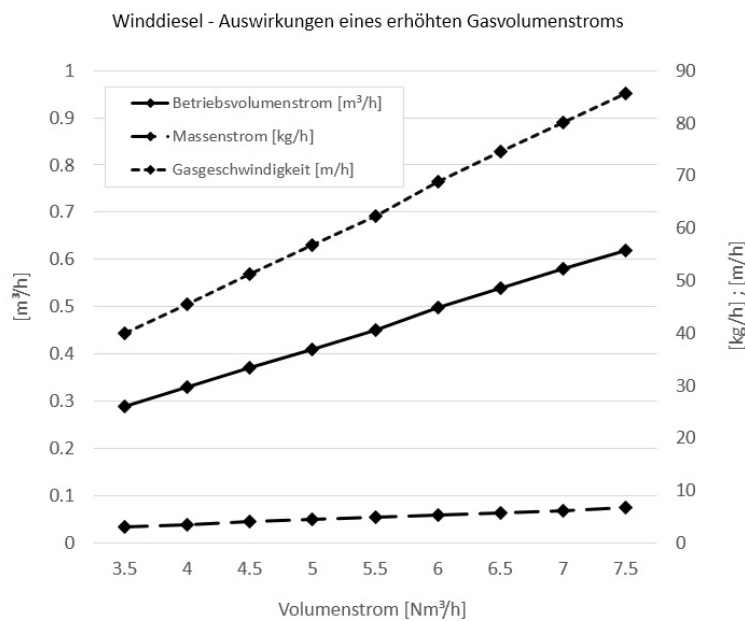


Abbildung 22: Simulationsergebnis - Auswirkungen von steigendem Gasstrom in den Slurry-Reaktor

Wie aus den Darstellungen ersichtlich würde ein schlagartig veränderter Volumenstrom zu einem schlagartig erhöhten Massenstrom, zu schlagartig erhöhten Gasgeschwindigkeiten und somit zu einem erhöhten Maß an kinetischer Energie führen, die mit dem Gasstrom in den Fischer-Tropsch-Reaktor eingebracht würde. Dies wiederum kann zu einer erhöhten Abriebsbelastung für den eingesetzten Katalysator führen. Dieser Effekt muss somit berücksichtigt und gedämpft werden. Als Ergebnis der dynamischen Simulation wurde das Versuchsprogramm diesbezüglich in einem vertretbaren Rahmen angepasst, um die Konsequenz dieses Effektes mit Hilfe der Versuche für den Großanlagenbetrieb zu untersuchen. Die diesbezüglich gesammelten Daten wurden bereits in Tabelle 2 dargestellt. Im Rahmen der Versuche konnte ein erhöhter Abrieb der eingesetzten Katalysatoren beobachtet werden.

## 5.3 Details und Rahmenbedingungen

Ziel dieser industriellen Forschung war die maximale Verringerung des künftigen Entwicklungsrisikos. Deshalb wurden die Suche nach dem Anlagenstandort, die Ermittlung der Preise für Spitzenstrom, Biomasse, Betriebsmittel und der Vergleich mit anderen PtG-Verfahren umfangreicher durchgeführt, als ursprünglich geplant, Details können den beigefügten Einzelberichten entnommen werden. Weiters hat sich herausgestellt, dass ein Datenblatt der erzeugten Fischer Tropsch Produkte erforderlich ist, weshalb die beigefügte Produktspezifikation erstellt wurde.

### 5.3.1 Standort

Die Suche beschränkte sich nicht auf Österreich, sondern wurde in ganz Europa durchgeführt. Einer der wichtigsten Punkte stellt dabei das Windaufkommen dar. Weil die Überlegung Spitzenstrom in Diesel umzuwandeln ein erhöhtes Maß an Windkraft voraussetzt, sollten Windparks vorhanden sein, falls die Netzgebühren eingespart werden sollten. In dem Fall, wo eine Winddiesel Anlage in ein internes Netz eines Windparks integriert werden kann, ist diese Überlegung relevant. Soll der Strom von der Strombörse bezogen werden, ist dieser Aspekt nebensächlich.

Der Transport des Fischer-Tropsch-Produkts ist ein Faktor von geringerer Relevanz, da die Logistik einen untergeordneten finanziellen Einfluss auf das Gesamtsystem hat. Der Transport des Fischer-Tropsch-Produkts stellt einen weniger relevanten Faktor für die Standortwahl dar, da es ein weitläufiges Netz von Raffinerien gibt.

Im Vorfeld sollten aber die Biomasseaufkommen geprüft werden, um die Versorgung sicherzustellen. Die Transportkosten sind ein Schlüsselfaktor bei der Bereitstellung der Biomasse. In dieser Hinsicht empfiehlt sich eine Zusammenarbeit mit der Holzindustrie zur Rohstoffversorgung. Es sollte darauf geachtet werden, Verträge mit mehreren Lieferanten abzuschließen um einerseits die Versorgung zu garantieren und andererseits individuelle Preisanstiege abfedern zu können.

Bezüglich des Strompreises ist vor allem die individuelle Verhandlung mit den lokalen Energieversorgern unumgänglich. Diese sollten zwar in der Standortwahl berücksichtigt werden, haben allerdings nicht höchste Priorität.

Aufgrund der bereits durchgeführten Recherchen und der Kommunikation mit der Energie Burgenland wäre ein Windpark im Nordburgenland ein vielversprechender Standort. Die unmittelbare Nähe zum Windpark, das Biomasseaufkommen (Österreich, Ungarn) und die räumliche Nähe zur Raffinerie sprechen dafür.

Ein weiteres potentiell Standortland wäre Spanien, da einerseits die 10 Raffinerien im Land ein gutes Netz vorgeben, andererseits die Biomasse relativ günstig ist und die Windkraft stark ausgebaut wurde/wird. Diese Rahmenbedingungen sprechen auf den ersten Blick für den Standort, weitere Faktoren wie Strompreise, Vorschriften und mögliche Fördertarife müssten im nächsten Schritt geprüft werden.

Ein weiterer potentiell günstiger Standort für die Umsetzung einer Winddieselanlage wäre Kroatien. Der Ausbau der Windkraft hat in den letzten Jahren in Kroatien einen enormen Aufschwung erlebt. Zwei Raffinerien, davon eine in Küstennähe, sprechen auch für den Standort. Derzeit wird teilweise Biomasse aus Kroatien nach Österreich importiert, wodurch die Versorgung der Anlage mit Waldhackgut kein Problem darstellen sollte. Allgemein bekannt ist allerdings, dass die Bürokratie in Kroatien eine

Umsetzung von Projekten erschwert. Aus diesem Grund sind eingehende Gespräche mit den Verantwortlichen unumgänglich. Sollte diese Hürde genommen werden, würde sich Kroatien besonders als Standort für eine Winddieselanlage eignen.

Aufgrund der stark ausgebauten Windkraft und der großen Waldflächen wäre auch Schweden als potentielles Standortland anzudenken.

Wie auch im oben angeführten Fallbeispiel empfohlen, wäre ein Standort in der Nähe des Windaufkommens ideal. Dadurch ist es einerseits möglich, rasch auf geänderte Windverhältnisse zu reagieren, andererseits würden Leitungskosten reduziert werden bzw. könnten sogar entfallen. Bedingt durch die Vorgespräche mit dem zuständigen Energieversorgungsunternehmen, die bereits bekannten Rahmenbedingungen, die bestehenden Windparks und der günstigen Logistik und Infrastruktur (Nähe zur Raffinerie, genügend Biomasselieferanten) wird als erster Standort für eine Winddieselanlage das Nordburgenland empfohlen.

Geht man dabei beispielsweise vom Windpark Parndorf aus, wären es nur ca. 40 km bis zum Hafen Wien. Der Wiener Hafen ist der größte öffentliche Donauhafen und das bedeutendste Güterverteilzentrum Ostösterreichs. Seine große Stärke liegt darin als das größte trimodale Logistikzentrum in Österreich gleichzeitig Transportwege zu Wasser, auf der Schiene und auf der Straße zu verbinden. Parndorf selbst zählt zu den Top Standorten der ÖBB im Burgenland. Somit wäre eine Beschaffung großer Mengen Biomasse unter Reduktion der Transportkosten am Winddieselstandort möglich.

### 5.3.2 Kosten anderer PtG Verfahren

Umfangreiche Studien zu diesem Thema wurden in den letzten Jahren in Frankreich, um das KIT, bzw. in Österreich von der TU Graz, oder der JKU durchgeführt. Diese belegen abermals, dass der Großteil der Investitionskosten durch den Elektrolyseur verursacht werden. Lt. diesen Angaben variieren die Investitionskosten im Bereich zwischen 1 und 2 EUR pro MW<sub>el</sub> für kommerzielle PtG-Anlagen in der Größenordnung zwischen 30 und 100 MW [6], [7], [8], [9], [10].

In allen Arbeiten wird eindeutig der enge Zusammenhang zwischen Wirtschaftlichkeit und Volllaststunden herausgearbeitet. Bei geringen Volllaststunden, wie z.Bsp. 1200 pro Jahr betragen die Gestehungskosten von PtG-Erdgas bis zu 300 EUR/MWh, bei 3000 Volllaststunden sinken diese Kosten auf die Hälfte [9], [10].

Andere Studien bestätigen diesen Ansatz und die Kosten [11], bzw. geben höhere Kosten an, wie z.Bsp. Gestehungskosten von H<sub>2</sub>, welche allein schon zwischen 100 und 200 EUR/MWh liegen können [10].

### 5.3.3 Strompreise fluktuierender Erzeuger

Es stellte sich heraus, dass eine mittel-, bzw. langfristige Prognose derzeit mit großen Unsicherheiten behaftet ist, weil das zugrundeliegende System relativ komplex ist und die Rahmenbedingungen schwer vorausgesagt werden können.

Die bislang genauesten historischen Daten wurden schließlich vom A1 Energy Pool bereitgestellt, auf deren Basis wurden die folgenden Werte abgeschätzt.

Die Anzahl der jährlichen Stunden, wo positive und negative Regelenergie bereitgestellt werden kann hängt davon ab, wie zielsicher das Angebot gestaltet wird. Es ist notwendig die Grenzen auszutesten, was teilweise dazu führt, dass man nicht zu den ausgewählten Einspeisern zählt. Folgende Annahmen stellen lt. Aussage A1 Pool realistische Werte dar:

Volllaststunden und Arbeitspreis (bereits abzgl. Kosten Pool) für:

- Positive Regelenergie: 2500 Stunden 190 €/MWh Erlös
- Negative Regelenergie: 2800 Stunden 210 €/MWh Erlös

Aufgrund der erheblichen Unsicherheiten bei der Ermittlung dieser Werte kann nur ausgesagt werden, dass die Erlöse für positive und negative Regelenergie im vorangegangenen Jahr ungefähr gleich hoch waren und sich um die 200 EUR/MWh bewegt haben. Kurzfristig ist davon auszugehen, dass zumindest die negative Regelenergie rasch viel kostengünstiger angeboten wird. Von diesen Kosten müssen noch die Netzkosten abgezogen werden, welche in Abhängigkeit von der Leistungsgröße zwischen 20 und 50 EUR/MWh liegen werden.

Abzüglich dieser Kosten und unter Einbeziehung absehbarer negativer Trends wird das folgende Worst Case Szenario als weitere Optimierungsmöglichkeit betrachtet:

- Positive Regelenergie: 1500 Stunden 100 €/MWh Erlös
- Negative Regelenergie: 1500 Stunden 50 €/MWh Erlös

Die Berechnung der **Wirtschaftlichkeit** erfolgte aber unter der Annahme, dass **25 EUR/MWh** für den Strom aus Windenergie **bezahlt** werden muß.

### 5.4 Veröffentlichungen

Als tagesaktuelles Kommunikationsmedium diente die Projekt Homepage, für die folgende Top Level Domains reserviert wurden:

<http://winddiesel.at>

<http://winddiesel.co.uk>

<http://winddiesel.ch>

<http://winddiesel.de>

<http://winddiesel.eu>

<http://winddiesel.mobi>

<http://winddiesel.name>

<http://winddiesel.us>

#### *Zeitschriften und Online Artikel:*

Bereits auf die Presseaussendung zu Projektstart folgte eine große Resonanz. Das Konsortium beauftragte zwar keine vollständige Medienbeobachtung, trotzdem wurden 40 Artikel gezählt, davon 30 in den Printausgaben von renommierten Zeitungen, wie Presse, Kurier, oder in einschlägigen Fachzeitschriften verzeichnet. So wurde etwa im HLK folgendermaßen berichtet.



SMARTE LÖSUNGEN

ENERGIETRÄGER FORSCHUNGSPROJEKT

# Diesel aus Wind erzeugen

Ein Projektkonsortium unter Führung des ACR-Institutes Güssing Energy Technologies (GET) erhielt nun vom Klima- und Energiefonds den Förderzuschlag zur Entwicklung eines Verfahrens, mit dem man überschüssigen Windstrom in Diesel umwandeln kann. Warum eigentlich Diesel? – Ganz einfach deshalb, da es scheinbar im Verkehrsbereich am schwierigsten ist, effiziente, emissionsmindernde Maßnahmen zu setzen.

**D**amit wird der Kreis innerhalb der burgenländischen Forschung geschlossen. Windkraft im Norden und Biomasse im Süden arbeiten ab jetzt gemeinsam an einer Lösung, die weltweit führend sein wird.

Ausschlaggebend war einerseits die wissenschaftliche Expertise der TU Wien, welche dieses Verfahren seit fast 10 Jahren entwickelt, die Erfahrung der Repotec GmbH, welche die Biomassekraftwerke Güssing & Oberwart geplant hat – die HLK berichtete darüber bereits ausführlich in der Ausgabe 1-2/2009 – sowie das Interesse der Energie Burgenland an zukunftssträchtigen, innovativen Lösungen.

Im Juli 2014 fand das Kick-Off-Meeting statt, um mit der Erarbeitung der angestrebten Ziele zu beginnen. Einerseits muss der Fischer-Tropsch-Dieselreaktor in Laborversuchen weiterentwickelt werden, um die Einspeisung von Wasserstoff aus Windenergie zu erlauben. Anzumerken ist auch, dass mit dem „Power-to-Liquid“-Verfahren (sinngemäße Übersetzung: „Elektrische Energie zu Flüssigkeit“) nicht nur Diesel, sondern auch Benzin oder Flüssiggas hergestellt werden könnte. Andererseits werden umfangreiche Si-

mulationsmodelle erstellt und die Kosten einer Großanlage abgeschätzt, um die Wirtschaftlichkeit des neuen Verfahrens zu berechnen.

Parallel dazu wird ein möglicher Anlagensstandort im Burgenland gesucht, um mit den dort herrschenden Rahmenbedingungen zu bestimmen, ob eine Winddiesel-Anlage errichtet werden kann. Die Winddiesel-Anlage ist ein Verbund aus einer FICFB-Vergasungsanlage mit einer Fischer-Tropsch-Dieselanlage und einem Elektrolyseur zur Umwandlung des Spitzenstroms in Wasserstoff.

Diese Ziele müssen in 2,5 Jahren erreicht werden. Dazu wurden sieben hochqualifizierte Expertinnen und Experten von den beteiligten Institutionen für dieses Projekt abgestellt. Fünf davon haben sich in den letzten Jahren bereits auf dieses Vorhaben spezialisiert und kommen aus der Region Güssing.

Das Gesamtbudget beträgt 844.290 Euro. 80 % werden vom Klima- und Energiefonds übernommen, weil dieses Vorhaben grundlagennah und im Spitzenfeld der Bioenergieforschung angesiedelt ist. Die verbleibenden 168.858 Euro investieren die beiden Partner Güssing Energy Tech-



Vereinfachte Demonstration der Verbrennungseigenschaften von konventionellem Diesel (rechts) und Fischer-Tropsch-Diesel (links).

nologies und Repotec GmbH, wobei die GET 103.251 Euro einbezahlt.

Bisherige Forschungsprojekte haben sich auf die Erhöhung der Qualität des Fischer-Tropsch-Diesels konzentriert. Umfangreiche Analysen und Tests an Fahrzeugen im realen Fahrbetrieb haben ergeben, dass die Qualität des erzeugten Diesels wesentlich höher ist als die von konventionellem Diesel. Damit kann der FT-Diesel auch zur Produktion von Premium-Dieselsorten verwendet werden.

Derzeit produzieren die 183 Windenergieanlagen der Energie Burgenland 800 Mio. kWh/Jahr an elektrischer Energie. Würde man ca. 30 % davon in Überschusszeiten dazu nutzen, um Diesel zu erzeugen, könnten pro Jahr 25 Millionen Liter Diesel aus Wind produziert werden.

Das Burgenland mit der bundesweit höchsten Pkw-Dichte und der höchsten durchschnittlichen Kilometerleistung pro Jahr könnte damit den Anteil an erneuerbaren Energieträgern im Verkehr von derzeit 7 % auf 40 % erhöhen. Dies wird möglich, weil die Vergasungsanlage 7.500 Stunden im Jahr in Betrieb ist und mit der angeschlossenen Fischer-Tropsch-Anlage zusätzlich die dreifache Menge an Diesel, die aus Windenergie gewonnen wird, erzeugt. Damit könnten alle 105.000 Diesel-Pkw des Burgenlandes völlig CO<sub>2</sub>-neutral betrieben werden.

Bei durchgehender Finanzierung der noch erforderlichen Forschungsarbeiten könnte die erste Winddiesel-Anlage im Jahr 2020 errichtet werden.

www.get.ac.at



Das Projektteam vor der Fischer-Tropsch-Diesel-Versuchsanlage (v.l.): Mario Pomper (GET), DI Christian Aichernig (Repotec), DI Peter Groß (TU Wien), Ing. Michael Haider (Energie Burgenland Windkraft), Mag. Viola Schubaschitz (Energie Burgenland Windkraft), Dr. Richard Zweiler (GET), Dr. Reinhard Rauch (TU Wien), DI (FH) Christian Doczekal (GET), DI Katharina Kreuter (GET).

INFO

Projekt- bzw. Kooperationspartner

- Güssing Energy Technologies GmbH
- TU Wien – Institut f. VT, UT & Techn. Biowiss.
- Repotec – Renewable Power Technologies Umwelttechnik GmbH
- EC Engineering GmbH
- Energie Burgenland AG
- Bilfinger Bohr- und Rohrtechnik GmbH



Weiters wurden die Ergebnisse in folgenden Rahmen verbreitet.

### *Präsentation bei Entscheidungsträgern, workshops, usw.:*

- Fachgespräche bmvit, Wien, 21.11.2014:  
Teilnahme von Dr. Zweiler und Präsentation von Winddiesel
- CAN 2015, Santa Cruz de Teneriffe (Spanien), 26.+27.3.2015:  
Teilnahme von Dr. Zweiler und Präsentation von Winddiesel, sowie Gespräche mit Parlaments- und regierungsvertretern von einigen Inseln und Länder

### *Konferenzbeiträge:*

- 8. International symposium for gasification, Malmö (Schweden), Oktober 2014:  
Teilnahme von Dr. Rauch und Präsentation des Winddieselkonzeptes:  
Rauch, R., 2014, "Liquid biofuels from biomass via steam gasification", in 8th SGC International Seminar on Gasification, 15th to 16th October 2014, Malmö, Sweden
- IBIO, BIT's 8th World Congress of Industrial Bioenergy, Nanjing (China), 16. April 2015:  
Teilnahme von Dr. Zweiler, Präsentation und Dissemination an den weiteren Veranstaltungen des Veranstalters, wie am 17. April vormittag
- Europäische Biomassekonferenz, Wien, 1. Juni 2015:  
Teilnahme von Reinhard Rauch und Posterpräsentation
- Gasification 2015 in Prag: Rauch, R., "Developments in biofuels of biomass steam gasification", Gasification 2015, 25th and 26th March 2015, Prag Czech Republic,
- Zweiler, R., „Winddiesel – Combination biomass & Windpower“, 2nd International Ecology Forum, 17.09.2015, Kolobrzeg
- Zweiler, R. (2017, Juni). Güssing: from 100% Renewables in 1996 to PtL in 2017. Oral Presentation gehalten auf der PowerGen, Cologne.

### *Wissenschaftliche Publikationen:*

- European Biomass Conference Proceedings: Groß P., Rauch R., Hofbauer H., Aichernig, C., Zweiler R., "Winddiesel Technology - an Alternative to Power to Gas Systems", in: Proceedings of the 23rd European Biomass Conference and Exhibition, 02 June - 04 June 2015, Vienna, Austria, Code ICV.4.17
- Einreichung von "Production of Diesel from Biomass and Wind Power – Energy Storage by the use of the Fischer-Tropsch Process" bei Biomassconversion and Biorefinery
- Einreichung von "Die "Winddiesel"-Technologie: ein neuer Baustein für Dekarbonisierung und Sektorkopplung" bei Chemie, Ingenieur und Technik
- Gruber, H., Groß, P., Rauch, R., Weber, G., Loipersböck, J., Niel, J., Hofbauer, H. (2017). Fischer-Tropsch Synthesis - effects of feedstock load changes regarding product quality and catalyst attrition. 25th European Biomass Conference and Exhibition.
- Zweiler, R.: „Winddiesel: konkurrenzfähige Sektorkopplung“, Kategorie Dezentrale Energieversorgungseinheiten, e-nova Pinkafeld, 23.11.2017

### *Winddiesel Konferenz:*

Die geplante Winddiesel Konferenz wurde als eigene Session im Rahmen eines größeren Vorhabens, der Konferenz G'17, abgehalten. Einen kurzen Überblick über die gesamte Konferenz bietet dieser Beitrag:

<https://www.youtube.com/watch?v=K01nhqUEIEA&t=30s>

### *Fernsehbeiträge:*

Bereits am 7. August 2014 wurde auf dem Fernsehsender Schau TV ein Beitrag über Winddiesel veröffentlicht:

[https://youtu.be/Vzpg\\_tUDONw](https://youtu.be/Vzpg_tUDONw)

Am 26. Mai 2015 folgte ein weiterer Beitrag in ORF Burgenland Heute:

<https://youtu.be/i5qJRyW0C5o>

zum Projektabschluss berichtete Schau TV am 21. März 2017:

<https://www.youtube.com/watch?v=C4FDHYSXzxE>

## 5.5 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Die Abschätzung der Kosten einer Großanlage erlaubte den Vergleich der Wirtschaftlichkeit mit eventuell konkurrierenden Systemen und die Ermittlung des Umsetzungspotentials, welches in Zusammenhang mit der weiteren, erforderlichen Entwicklungstätigkeit zu sehen ist.

Nach der Bestimmung der Kosten von:

- Elektrolyseur
- Vergasung
- PtG&Vergasung
- PtL&Vergasung
- konventionelles PtG

war es möglich die in diesem Bericht dargestellten Ergebnisse zu generieren. Damit liegt nun eine aktuelle, dynamische Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zur Bestimmung der Gestehungskosten von:

- H<sub>2</sub>
- Erdgas aus konventionellen PtG-Anlagen
- Synthesegas, PtL, PtG

vor.

Dabei wurden zahlreiche Detailkosten für Einzeleinheiten erhoben, wie die Rückführung von CO<sub>2</sub> und die damit verbundenen Investitionskosten zur Änderung des H<sub>2</sub>:CO-Verhältnisses in der Vergasung, sowie aktuelle Kosten für Elektrolyseure, etc.

Gegen Ende des AP2 lagen bereits genügend Daten vor, um ein Konzept, bzw. Basic Design für die verschiedenen Anlagenkonzepte zu entwerfen und eine vorläufige Bauteilliste zu erstellen, anhand derer Anfragen bei Herstellern und Lieferanten getätigt werden konnten.

Nach Ende des AP2 standen die Prozessbedingungen dann bereits vollständig fest und die Kostenschätzung wurde abgeschlossen.

Die Kosten dienten ebenso, wie die Prozessdaten aus den bisherigen Forschungstätigkeiten als Basis für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung. Diese dynamische Wirtschaftlichkeitsbetrachtung beinhaltet sämtliche Indizes der einzelnen Kostenfaktoren und stellt einen Break-Even Point, d.h. Grenzkosten dar, zu welchen das FT-Produkt, bzw. die anderen Stoffe, wie Erdgas, H<sub>2</sub>, etc. produziert werden können.

**Für diesen Break-Even Point wurden als zentrales Bewertungs- und Vergleichskriterium die jeweiligen Amortisationszeiten bestimmt.**

Als zentrales Element der Ergebniserreichung und des Benchmarks wurde eine detaillierte Wirtschaftlichkeitsberechnung während der gesamten Projektlaufzeit mitgeführt und zur Bewertung des Gesamtverfahrens benutzt. Die Rahmenbedingungen, wie Marktpreise, allen voran die Prognosen für Strom aus Überschussenergie änderten sich während der Projektlaufzeit einige Male, weshalb auch die Erstellung des Deliverables D2.6 - Bericht Spitzenstrom im Burgenland detaillierter als geplant durchgeführt wurde, bzw. auf ganz Österreich ausgeweitet wurde.

Grundsätzlich wurde großer Wert darauf gelegt realistische Annahmen zu treffen und Preise detailliert zu recherchieren. Gleichzeitig wurde zwar darauf geachtet „auf der sicheren Seite zu sein“, aber es wurde vermieden die Ergebnisse durch übertriebene Vorsicht unrealistisch werden zu lassen. Diese

Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ist daher eine nach besten Wissen und Gewissen erstellte Schätzung auf dem derzeitigen Entwicklungsstand der industriellen Forschung. Durch die Erfahrungswerte des Konsortiums im gegenständlichen Bereich ist sogar davon auszugehen, dass die Abweichungen zu den Schätzungen einer industriellen Forschung, oder Basic Design eines Prototyp nicht zu stark abweichen wird.

Die Bezugsgrößen und Einheiten sind in den folgenden Tabellen dargestellt. Auf Basis der umfangreichen Schätzungen der Investitionskosten wurde eine Differenzierung der Anlagenteile in folgende Bereiche unternommen:

- DFB Vergasungsanlage inkl. Standard Gasreinigung
- FT-Anlage inkl. Zusätzlicher Gasreinigung für den Bandlastfall, d.h. groß genug, damit das Synthesegas der entsprechenden Vergasungsanlage in FT-Produkte umgewandelt werden kann
- Investition Winddiesel: Elektrolyseur + Mehrkosten für eine FT-Anlage, welche 75% größer dimensioniert ist, als eine Bandlast FT-Anlage
- Investition Dampfprozess

Folgende Randbedingungen wurden der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zugrunde gelegt.

Wassergehalt Brennstoff (frisch)	40,0%
Wassergehalt nach Trocknung	15,0%
Aschegehalt wasserfrei	0,80%
Heizwert wasserfrei	17,52 MJ/kg

Heizwert RME	37,00 MJ/kg
Heizwert FT Benzinfraktion	45,00 MJ/kg
Heizwert FT Dieselfraktion	44,30 MJ/kg
Heizwert FT Wachsfraktion	44,29 MJ/kg
Dichte RME	0,88 kg/l
Dichte FT Benzinfraktion	0,71 kg/l
Dichte FT Dieselfraktion	0,78 kg/l
Dichte FT Wachsfraktion	0,79 kg/l

Volllaststunden Vergasung	7.800 h/a
Volllaststunden FT Bandlast	7.500 h/a

Im Zuge der Versuchsdurchführungen wurde außerdem eine Abschätzung der zu erwartenden Produktausbeute mit den verschiedensten Katalysatoren getroffen. Je nach Anforderungen können die Produkteigenschaften dem Bedarf des Marktes oder einer Raffinerie angepasst werden. In diesem Sinne wurden zwei Ziele der Massenfraktionierung definiert und zwar für den Winter- und Sommerfall. Zur Anwendung der Produktverteilung kam eine 50-50 Verteilung zwischen diesen beiden Zusammensetzungen.

Für die weiteren Betriebsmittel wurden folgende Kosten angesetzt:

Benennung	50 MW	200 MW	Einheiten
Brennstoff (40% Wassergehalt)	20,00	20,00	EUR/MWh
Brennstoff (40% Wassergehalt)	88,21	88,21	EUR/atrot
elektrischer Strom ganzjährig verfügbar (Tarif H)	70,00	70,00	EUR/MWh
elektrischer Strom zu Überschußzeiten (Tarif N)	25,00	25,00	EUR/MWh
Erdgas	50,00	40,00	EUR/MWh
Personenjahr	60.000,00	60.000,00	EUR/a

Die endgültig ermittelten Investitionskosten der jeweiligen Einheiten sind:

Benennung	50 MW	200 MW	Einheiten
Vergasungsanlage gesamt	44.900.000	117.850.000	EUR
FT Anlage Bandlast nur Syngas aus Vergasung	41.750.000	109.600.000	EUR
FT Anlage zus. Investitionen für 170% Durchsatz	13.300.000	35.200.000	EUR
Elektrolyse	34.000.000	107.000.000	EUR
Dampfprozess	16.400.000	42.600.000	EUR
<b>Summe Investkosten</b>	<b>150.350.000</b>	<b>412.250.000</b>	EUR
<b>Mehrinvestition Winddiesel</b>	<b>45,9%</b>	<b>52,7%</b>	

### Finanzierung:

Zahlreiche europäische Länder bieten Umweltförderungen, bzw. Förderungen für innovative Technologien an. In diesem Fall trifft beides zu, weshalb auch um internationale, oder EU-Förderungen angesucht werden kann. Als Erfahrungswert aus vergleichbaren Vorhaben hat sich eine realistische Förderrate von 50% herauskristallisiert, welche auch in diesem Fall angesetzt wird.

Weiters wird angenommen, dass die Investitionskosten zu 100% fremdfinanziert werden müssen. Der Zinssatz beträgt 3%.

Ein Schwerpunkt des Projektes lag auf der Ermittlung von aktuellen Marktpreisen für die Hauptprodukte-, verbraucher und sämtliche Positionen, welche eine solche Anlage benötigt. Im Rahmen einer eigenen Erhebung wurden z.Bsp. die Kosten für die FT-Produkte erhoben und mit den Mitbewerbern verglichen. Es zeigte sich, dass die Kosten für die Dieselfraktion von 0,74€/l an der unteren Grenze und damit auf der sicheren Seite angesiedelt sind. Dies ist vergleichbar mit dem Marktpreis von HVO.

Aufgrund der preislichen Unterschiede zwischen Diesel und Benzin von ca. 5% können für die Benzinfraktion Kosten von ca. 0,78€/l angenommen werden.

Die Recherchen haben ergeben, dass für die Fischer-Tropsch Wachsprodukte ein durchschnittlicher Preis von mindestens 2 €/kg angenommen werden kann.

Der größte Unsicherheitsfaktor liegt bei der Ermittlung des Erlöses für den bei der Elektrolyse produzierten Sauerstoff. Während Sauerstoff in Flaschen für die Lebensmittelindustrie um ca. 4,5 €/Nm<sup>3</sup> verkauft wird [12], ist unklar ob für den Sauerstoff einer Winddieselanlage an einem gewissen Standort überhaupt ein Abnehmer existiert. Grundsätzlich gibt es viele Anlagen, welche selbst in großen Mengen Sauerstoff verbrauchen und diesen daher gerne abnehmen werden, daher geht das Konsortium von der

Annahme aus, dass im nahen Umfeld einer Winddieselanlage ein Sauerstoffabnehmer existiert. Um den möglichen Fehler zu minimieren wird im Gegenzug von einem Minimalpreis für den verkauften Sauerstoff ausgegangen.

Am zuverlässigsten berechnet man in dieser Hinsicht den Preis von Sauerstoff über den spezifischen Energieverbrauch. Aus einem Artikel über den Vergleich verschiedener Luftzerlegungsanlagen in Bezug auf deren Leistungsdaten, konnte der spezifische Energieverbrauch für Sauerstoff von  $0,639 \text{ kWh/Nm}^3$  bzw.  $0,631 \text{ kWh/Nm}^3 \text{ O}_2$  ermittelt werden [13]. Die Abschreibung kann, bzw. muss in diesem Fall vernachlässigt werden. Daraus errechnet sich ein Sauerstoff Erlös von 31 EUR/t.

Diese Randbedingung hat keinen allzu großen Einfluß auf das wirtschaftliche Ergebnis wie die Parametervariation zeigt. Trotzdem wurde dieses Detail gründlich ausgearbeitet, um das wirtschaftliche Risiko zu minimieren.

### 5.5.1 Ergebnisse Wirtschaftlichkeit

Auf Basis der Simulation, welche die Versuchsergebnisse in konsistenter Form abbildete wurden die Ergebnisse der durchschnittlichen Jahresperformance einer großtechnischen Anlage bestimmt.

Der Anspruch an das Wirtschaftlichkeitsberechnungsmodell war höchste Genauigkeit und Flexibilität. Dies wurde dadurch erreicht, dass Abhängigkeiten identifiziert und gruppiert wurden. Teilbereiche wurden definiert und deren Performancedaten durch Bedingungsfunktionen in das Gesamtmodell eingebunden. Damit war es möglich die Break-Even Kosten zu berechnen und die weitangelegte Parametervariation durchzuführen.

Ergebnisse bzw. Kennzahlen für die jeweiligen Grenzkosten und Szenarien sind jeweils die Amortisationszeit und der ROI vor Einkommen und Steuern (EBIT-ROI). Beim ROI ist zu beachten, dass dieser auf die gesamten Investitionskosten bezogen wurde, d.h. die Investitionskostenförderung ist hier nicht berücksichtigt.

#### 5.5.1.1 Basisszenario DFB+FT

Das Basisszenario ist durch die vorigen Kapitel definiert und stellt eine Dual Fluidised Bed Anlage dar, welche eine Fischer Tropsch Anlage speist. Die Gesamtinvestitionskosten dieser Variante sind naturgemäß am geringsten, weil die Fischer Tropsch Anlage so klein geschätzt wurde, wie es für Basislast ausreicht und keine Elektrolyseure, oder ein Dampfprozess vorhanden sind.

Anlagengröße	50 MW	200 MW
Summe Investkosten	€ 86.650.000	€ 227.450.000
Summe Jahresgewinn	€ 3.876.600	€ 20.217.225
periodischer EBIT-ROI (jährl. Rückflüsse/Gesamtinvest)	4,5%	8,9%
Amortisationszeit [Jahre]	11,2	5,6

### 5.5.1.2 Break Even Dampfprozess

Führt man im detaillierten Wirtschaftlichkeitsberechnungsmodell einen Dampfprozess ein, können die Grenzkosten für den erzeugten Ökostrom bestimmt werden. Als Vergleichskriterium für den jeweiligen Break-Even Point wurden der ROI und die Amortisationszeit herangezogen. Diese geben die untere Grenze für diejenigen Erlöse an, ab denen es sich lohnt in einen Dampfprozess zu investieren:

Anlagengröße	50 MW	200 MW
<b>Grenzkosten erzeugter Ökostrom [EUR/MWh]</b>	<b>61,50</b>	<b>69,00</b>
Summe Investkosten	€ 103.050.000	€ 270.050.000
Summe Jahresgewinn	€ 4.603.600	€ 23.984.125
periodischer EBIT-ROI (jährl. Rückflüsse/Gesamtinvest)	4,5%	8,9%
Amortisationszeit [Jahre]	11,2	5,6

### 5.5.1.3 Break-Even Winddiesel

In gleicher Weise können die Mindestanzahl an Volllaststunden für eine Winddiesel Anlage berechnet werden. Diese soll wirtschaftlicher sein, als die Basisvariante DFB+Fischer Tropsch, sonst macht die Investition aus ökonomischer Sicht keinen Sinn. Wie folgende Tabelle zusammenfassend darstellt sind zumindest 3.460 Volllaststunden notwendig, damit die systemtechnisch sinnvolle Variante Winddiesel konkurrenzfähig wird.

Anlagengröße	50 MW	200 MW
<b>Volllaststunden Elektrolyse pro Jahr</b>	<b>3.460</b>	<b>4.430</b>
Summe Investkosten	€ 150.350.000	€ 412.250.000
Summe Jahresgewinn	€ 6.723.751	€ 36.643.188
periodischer EBIT-ROI (jährl. Rückflüsse/Gesamtinvest)	4,5%	8,9%
Amortisationszeit [Jahre]	11,2	5,6

Deutlich wird bei dieser Berechnung auch die eher lineare Abhängigkeit der Investitionskosten der Brennstoffzelle im Vergleich zu den anderen Anlagenteilen. Bei steigender Leistung steigen die Investitionskosten der Elektrolyse stärker, als die der DFB+FT Anlagenteile, deshalb ist eine höhere Volllaststundenanzahl bei größeren Winddiesel Anlagen erforderlich.



### 5.5.1.4 Randbedingungen Elektrolyse

Die ökonomische Sinnhaftigkeit des Winddiesel Prinzips hängt von mehreren Randbedingungen ab, wie dem Erlös des produzierten Sauerstoffs, oder den Investitionskosten des Elektrolyseurs. Abbildung 23 zeigt die erforderlichen Volllaststunden, ab wann es sich rechnet das Winddiesel Konzept anzuwenden. Diese Parametervariation verdeutlicht, dass die Annahme des geringen Erlöses für den produzierten Sauerstoff die Wirtschaftlichkeitsberechnung auf der sicheren Seite ansiedelt. Andererseits zeigt die relativ stark abnehmende Anzahl an erforderlichen Volllaststunden bei höheren Erlösen für Sauerstoff, dass der Verkauf des produzierten Sauerstoffs einen deutlichen Standortfaktor darstellt.

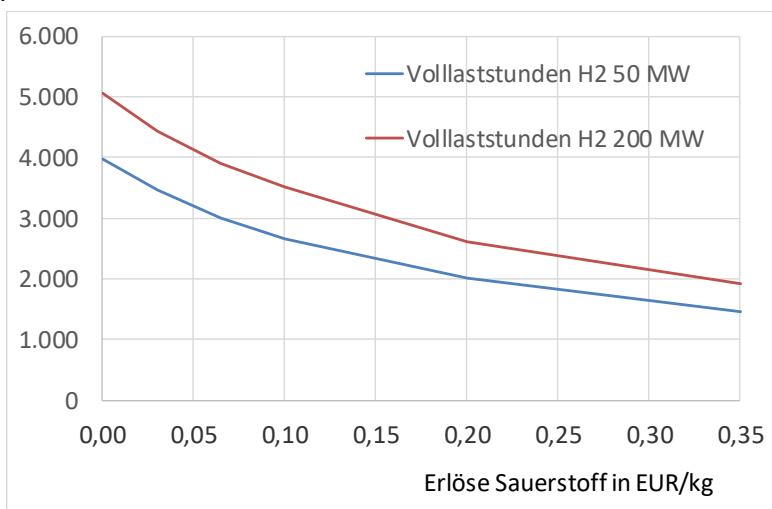


Abbildung 23: Abhängigkeit Break-Even Point Winddiesel vom Erlös des Sauerstoffs

Weiters gibt es eine deutliche Abhängigkeit von den Investitionskosten des Elektrolyseurs. Abbildung 24 stellt diesen linearen Zusammenhang dar.

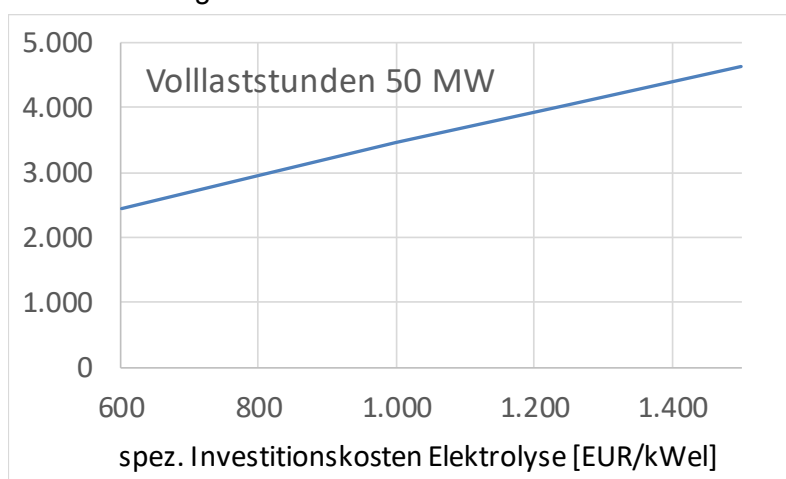


Abbildung 24: Abhängigkeit des Break-Even Point des Winddiesel Konzepts vom Elektrolyseurs

### 5.5.1.5 Parametervariation der Haupteinflussfaktoren

Die folgenden Parametervariationen veranschaulichen die größten Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit des Winddiesel Verfahrens. Der Einfluss der einzelnen Parameter auf die Wirtschaftlichkeit wird durch die Änderung der Amortisationszeit in Jahren (rechte Achse) und den ROI (linke Achse) dargestellt. Zur besseren Vergleichbarkeit sind die vertikalen Achsen der einzelnen Absätze jeweils im gleichen absoluten Maßstab gehalten.

#### Einfluß Brennstoffpreis

Der Einfluß des Brennstoffpreises auf die Wirtschaftlichkeit wird in **Abbildung 25** dargestellt. Bei Brennstoffpreisen unter 15 EUR/MWh ist davon auszugehen, dass es sich um Brennstoffe niedrigerer Qualität handelt, darüber wird es sich sehr wahrscheinlich um Biomasse handeln. Insofern ist der Bereich unter 15 EUR/MWh am jeweiligen Standort zu prüfen. Brennstoffe minderer Qualität können nämlich Anpassungen in der Anlagentechnik erfordern, wie z.Bsp. Fördertechnik, Gasreinigung, usw. In diesem Fall würden sich die Invest- und evtl. auch Betriebskosten ändern, was wiederum die Wirtschaftlichkeit verschlechtern würde.

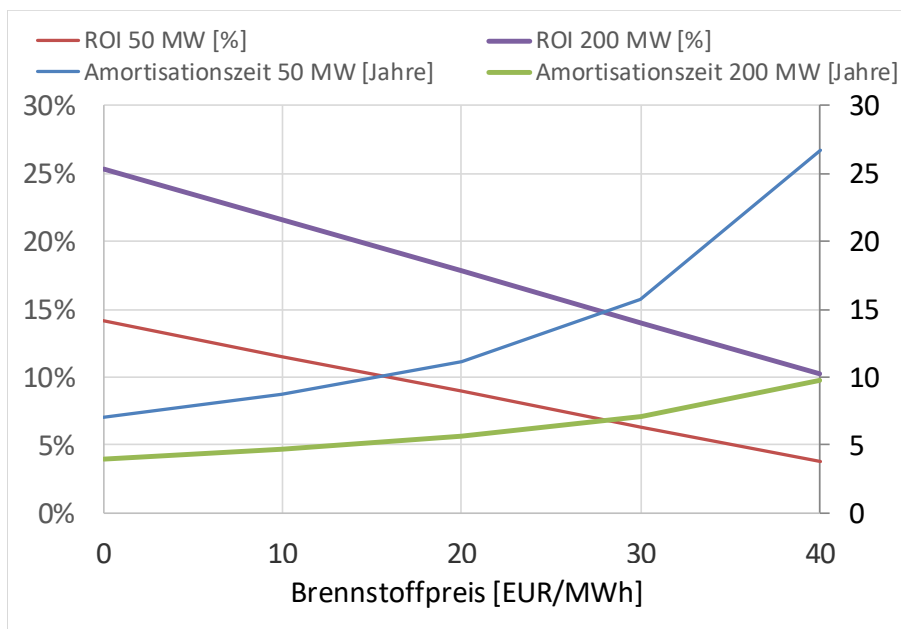


Abbildung 25: Auswirkungen des Brennstoffpreises auf Amortisationszeit und ROI

### Einfluß Investkostenförderung

Aufgrund der Neuheit und des sehr großen CO<sub>2</sub>-Einsparungspotentials der Winddiesel Technologie sind wie bereits ausgeführt Investkostenförderungen in der Höhe von 50% realistisch. Geringere Förderungen verschlechtern die Wirtschaftlichkeit naturgemäß. Dieser Faktor allein stellt allerdings nicht das größte Risiko dar. Je nach Anforderung an den zu erzielenden Profit könnte aus **Abbildung 26** sogar geschlossen werden, dass eine Winddiesel Anlage auch ohne jeglicher Investkostenförderung umgesetzt werden kann.

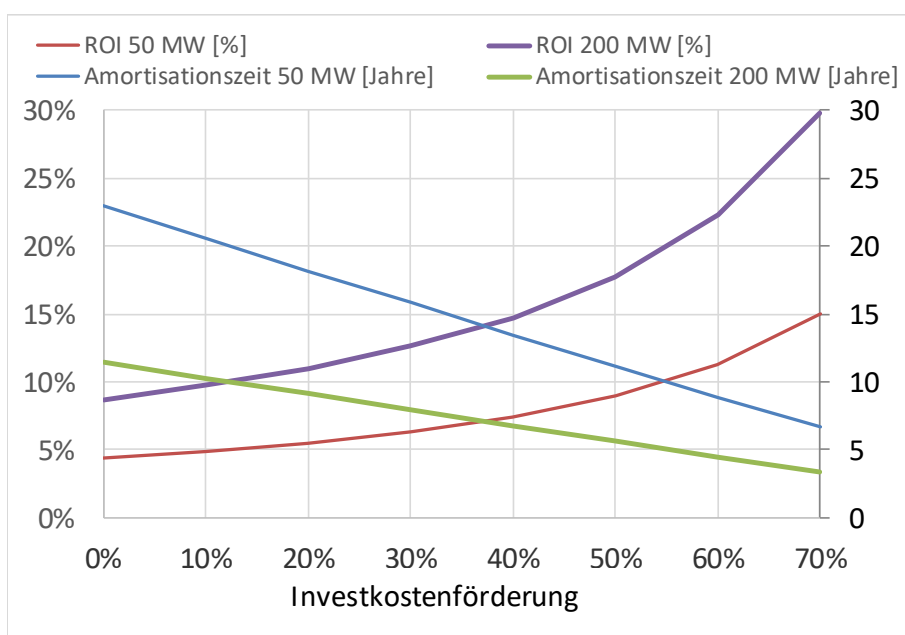
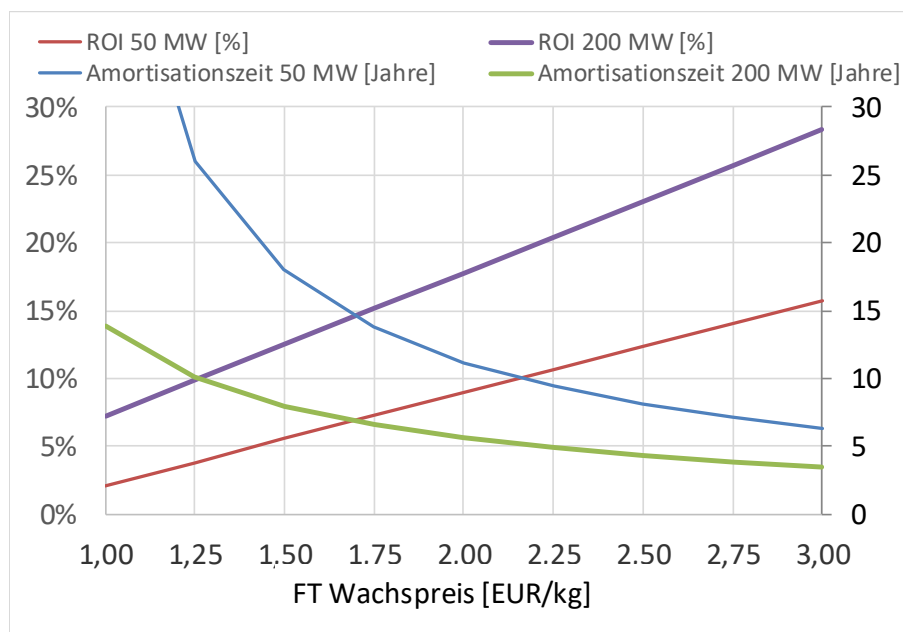


Abbildung 26: Auswirkungen der erzielbaren Investkostenförderung auf die Amortisationszeit und ROI

**FT-Wachspreis**

Die Verteilung der Fischer Tropsch Fraktionen kann in relativ großen Bereichen durch Selektion des Katalysators beeinflusst werden. Dieser Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wurde eine realistische Verteilung zur Produktion von Wachsen und Diesel zugrunde gelegt. Eine weitere Verschiebung in Richtung Wachse ist noch möglich, was auf Basis der aktuellen Marktsituation auch empfehlenswert ist. **Abbildung 27** zeigt die Auswirkungen des FT-Wachspreises auf die Wirtschaftlichkeit. Daraus wird deutlich, dass geringere erzielbare FT-Wachspreise eine deutliche Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit zur Folge hätten. Derzeit werden zwar vor allem für FT-Wachse, welche aus biologischen Rohstoffen hergestellt werden, bzw. weitgehend CO2 neutral produziert werden, höhere Preise als 2 EUR/kg erzielt, allerdings muss dieser Risikofaktor bei der Umsetzung berücksichtigt werden. Bei geringeren Preisen stellt die Implementierung einer Hydrotreating Einheit in den Winddieselprozess eine Rückfallvariante dar. Falls die FT-Wachspreise zu stark fallen können die FT-Wachse mittels einer Hydrotreating Einheit vollständig in Diesel umgewandelt werden. Der Preis für Diesel ist in der vorliegenden Wirtschaftlichkeitsbetrachtung gering angesetzt worden und es ist daher davon auszugehen, dass diese Erlöse auch langfristig stabil bleiben. Diese Möglichkeit würde also verhindern, dass zu große Verluste gemacht werden, falls die FT-Wachspreise in den Keller fallen.



**Abbildung 27: Auswirkung des FT-Wachspreises auf Amortisationszeit und ROI**

### Einfluss Strompreis aus fluktuierenden Quellen

Wie der Bericht Spitzenstrom gezeigt hat sind negative Preise für Strom aus fluktuierenden Quellen, wie Solar-, oder Windenergie mittelfristig nicht mehr zu erwarten. Zu Beginn des Betriebes einer Winddiesel Anlage können damit aber wahrscheinlich durchaus Gewinne erzielt werden. Abbildung 28 zeigt, dass der Einfluß des Strompreises signifikant ist und geringe oder negative Preise die Wirtschaftlichkeit sehr positiv beeinflussen.

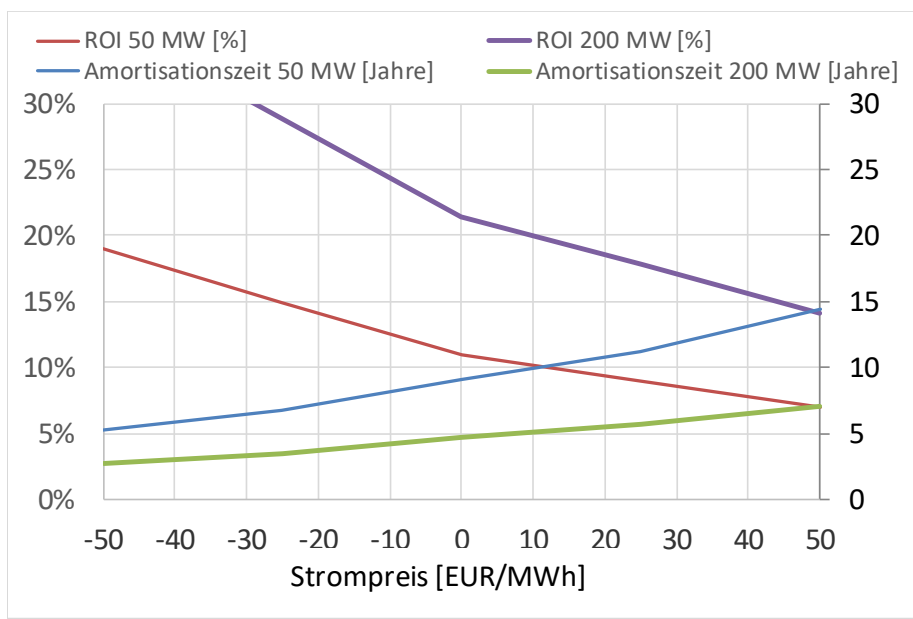


Abbildung 28: Auswirkungen des Spitzenstrompreises auf Amortisationszeit und ROI

## 6 Ausblick und Empfehlungen

Das aktuell bearbeitete Gebiet der Fischer-Tropsch Synthese und Power-To-X beinhaltet beträchtlichen Forschungsbedarf für die kommenden Jahre. Das Konsortium hat sich bei der Definition weiterführender F&E deshalb darauf konzentriert zunächst die systemtechnisch großen Herausforderungen zu bewältigen, um einen möglichst großen Technologievorsprung zu erreichen. So ist etwa die Integration einer SOEC in das Gesamtsystem derzeit das Konzept, welches zu einer immens flexiblen Gesamtanlage führt.

Die in der internen F&E roadmap beschriebenen, weiteren Entwicklungsschritte bedeuten, dass die industrielle Forschung erfolgreich verlaufen ist und relativ wenig weiterer F&E-Aufwand für die Umsetzung des Winddiesel Verfahrens übrig bleibt. Die Winddiesel Technologie ist vielmehr so weit ausgereift, dass sie unmittelbar im Anschluss an dieses Projekt umgesetzt werden kann.

Grundsätzlich sind alle wesentlichen Erkenntnisse vorhanden, um die Technologie zu implementieren. Allerdings würde eine Optimierung der Geometrie des Reaktors das Gesamtverfahren noch weiter verbessern. Wie bei der Versuchsdurchführung beschrieben kann die Geometrie bei der Einströmung in den Reaktor noch optimiert werden. Durch geringere Geschwindigkeiten wird der Katalysator weniger beansprucht, was sich positiv auf die Prozessstabilität und den Abrieb des Katalysators auswirken wird. Weitergehende konstruktive Verbesserungen und Untersuchungen an einem Kaltmodell sind diesbezüglich empfehlenswert.

Im Rahmen des vorliegenden Projektes wurde auch eine zufriedenstellende Katalysatorauswahl getroffen, eine weitere Verbesserung des FT-Katalysators würde die Wirtschaftlichkeit der Anlage aber noch weiter erhöhen. Besonders eine reaktionstechnische Verbesserung zur Optimierung der FT-Produkte, oder eine Verbesserung des mechanischen Verschleißes würde die Performance einer Winddiesel Anlage weiter verbessern.

Es empfiehlt sich die Winddiesel Technologie sofort zu kommerzialisieren, weil derzeit noch Erlöse am Regelenergiemarkt erzielt werden können und die Preise für Bio FT-Wachstumsprodukte auf einem konstant hohen Niveau sind. Wie die Parametervariationen der Wirtschaftlichkeit zeigen kann damit zu Beginn des Anlagenbetriebes ein großer finanzieller Polster geschaffen werden mit denen später auftretende allfällige Schwierigkeiten leicht überwunden werden können. Deshalb ist ein ROI von über 5% und eine Amortisationszeit um die 10 Jahre für die erste 50 MW Demonstrationsanlage mit sehr geringen Risiko erreichbar. Die Wirtschaftlichkeit weiterer Anlagen wird diesen Wert noch übersteigen.

Marketingtechnisch ist diese Erfindung hervorragend verwertbar. Die CO<sub>2</sub>-Einsparungen sind enorm, es steht sofort eine Lösung für die Verkehrsproblematik zur Verfügung. Die Dieselgate geplagte Automobilindustrie kann von geringeren Emissionen profitieren und auch eine Produktion von Kerosin würde eine sofort umsetzbare Lösung für die Flugindustrie bieten.

Außerdem handelt es sich bei dem Winddiesel Verfahren um eine Technologie, welche vollständig ohne Betriebskostenförderung profitabel betrieben werden kann.

## 7 Literaturverzeichnis

- [1] „Wir sind wo der Wind weht. Unsere Windparks.“, Energie Burgenland, Juni 2016.
- [2] Graf F., „Power to Gas bzw. Strom zu Gas – Zumischung von Wasserstoff in das Erdgasnetz“, gehalten auf der DVGW-Bezirksgruppen-Winterprogramm, 2013-2012.
- [3] S. Fürnsinn, „Outwitting the dilemma of scale: cost and energy efficient scale-down of the Fischer-Tropsch fuel production from biomass“, TU Wien, Saarbrücken, 2008.
- [4] K. S. Triantafyllidis, A. A. Lappas, und M. Stöcker, Hrsg., *The role of catalysis for the sustainable production of bio-fuels and bio-chemicals*, 1st ed. Amsterdam ; Boston: Elsevier, 2013.
- [5] B. Rehling, „Development of the 1MW Bio-SNG plant, evaluation on technological and economical aspects and upscaling considerations“, Diplomarbeit, Technischen Universität Wien Fakultät für Maschinenwesen und Betriebswissenschaften, Wien (Österreich), 2012.
- [6] M. Sterner, *Bioenergy and Renewable Power Methane In Integrated 100% Renewable Energy Systems: Limiting Global Warming By Transforming Energy Systems*. kassel university press GmbH, 2009.
- [7] T. Aicher, M. I. Gonzalez, G. Schaub, und M. Götz, „Betrachtungen des Gesamtsystems im Hinblick auf Dynamik und Prozessintegration“, *Energiewasser-Prax.* 65, S. 51–55, Nov. 2014.
- [8] J. Mayer, M. Jakuttis, S. Binder, und A. Hornung, „Energetische und wirtschaftliche Betrachtung einer dezentralen Methanolsynthese“, Graz (Österreich), 14-Feb-2014.
- [9] M. Götz, F. Graf, A. Koch, J. Lefebvre, S. Bajohr, und T. Kolb, „Coupling of Biomass Based Processes with PtG, Methanation Technologies, Process Concepts, and Economics“, Paris (Frankreich), 01-Juni-2015.
- [10] F. Graf, A. Krajete, und U. Schmack, „Techno-ökonomische Studie zur biologischen Methanisierung bei Power-to-Gas-Konzepten“, Oktober 2014.
- [11] N. Kaim-Albers, F. Holtrup, und S. Tornic, „Energie für Deutschland 2015 Fakten, Perspektiven und Positionen im globalen Kontext“, World Energy Council, Weltenergierat – Deutschland e.V. Gertraudenstraße 20 D-10178 Berlin Tel: +49 (0)30/20616750 info@weltenergierat.de www.weltenergierat.de, Mai 2015.
- [12] Messer Austria GmbH, „Preisliste Industriegase“. 2015.
- [13] Yas A. Alsultanny und Nayef N. Al-Shammari, „Oxygen Specific Power Consumption Comparison for Air Separation Units“, Bd. ENGINEERING JOURNAL, Nr. Volume 18 Issue 2, Apr. 2014.

## 8 Glossar

ASF	-	Anderson-Schulz-Flory-Modell
BtL	-	Biomass to Liquid
CH <sub>4</sub>	-	Methan
CO	-	Kohlenmonoxid
CO <sub>2</sub>	-	Kohlendioxid
DFB	-	Dual Fluidized Bed
EBIT	-	Earnings Before Interest and Taxes
ficfb	-	Fast Internally Circulating Fluidized Bed (heute DFB)
FT	-	Fischer Tropsch
GC	-	Gaschromatographie
H <sub>2</sub>	-	Wasserstoff
HC	-	Hydrocarbon
HVO	-	Hydrotreated Vegetable Oils
MW	-	Megawatt
MWBWL	-	Megawatt Brennstoffwärmeleistung
PEM	-	Proton Exchange Membrane
PtG	-	Power-To-Gas
PtL	-	Power-To-Liquid
RME	-	Rapsmethylester
ROI	-	Return of Investment
SNG	-	Synthetic Natural Gas



## 9 Kontaktdaten

DI Dr. Richard Zweiler  
Güssing Energy Technologies GmbH  
Wiener Straße 49  
A-7540 Güssing

Tel./Phone: +43 3322 42606 311

mail: r.zweiler@get.ac.at

URL: <http://get.ac.at>

Homepage des gegenständlichen Projektes:

<http://winddiesel.at>

<http://winddiesel.co.uk>

<http://winddiesel.ch>

<http://winddiesel.de>

<http://winddiesel.eu>

<http://winddiesel.mobi>

<http://winddiesel.name>

<http://winddiesel.us>