



Center for
Future Energy
Technologies



Forschungs- und
Innovations GmbH

Mit Unterstützung durch

Wirtschaftsagentur Burgenland
Forschungs- und Innovations GmbH
Europastraße 1
7540 Güssing



Kulturland
Burgenland

Erzeugung Grüner Gase im Burgenland

mit der DFB Gaserzeugungs – Technologie
zur Reduktion von fossilem Erdgas im Burgenland

Grobanalyse

Erstellt: **Dezember 2021** von: Center for Future Energy Technologies GmbH,
Prof. Hermann Hofbauer (TU Wien)

Erweitert: **Dezember 2022** von: Dr. Jürgen Loipersböck (Wirtschaftsagentur
Burgenland Forschungs & Innovations GmbH)

Geprüft: **Dezember 2022** von: Gerald Peischl (Wirtschaftsagentur Burgenland
Forschungs & Innovations GmbH)

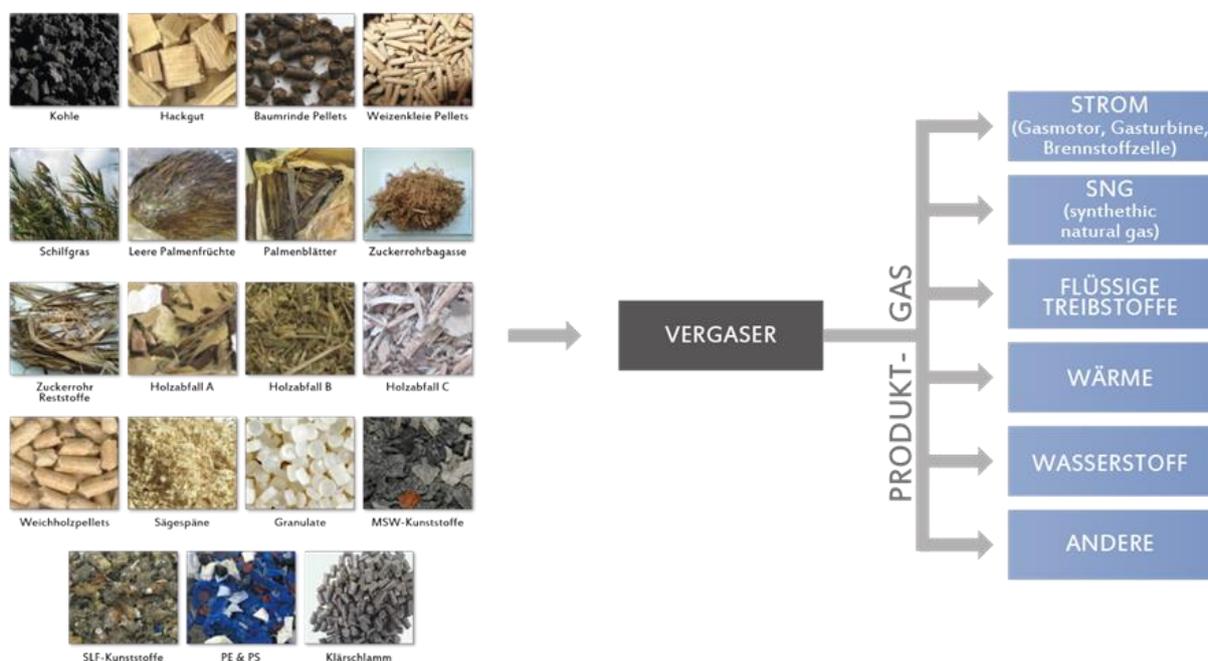
Freigegeben: **Jänner 2023** von Martin Zloklikovits (Wirtschaftsagentur Burgenland
Forschungs & Innovations GmbH)

Executive Summary

Um die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern zu verringern und dem Klimawandel entgegenzuwirken, beschloss die burgenländische Landesregierung am 22.01.2019 die Erstellung der burgenländischen Klima- und Energiestrategie. Darin werden im Speziellen die Bereiche: Bewusstseinsbildung, Bildung und Wissenschaft; Erneuerbare Energieproduktion; Kopplung der Energiesektoren zu intelligenten Gesamtsystemen; Ökologisierung der Mobilität; Energieeffizienz und Energiesparen; Umsetzung der Wärmewende und Greening the gas gestärkt.

Diese Studie bezieht sich primär auf den Bereich „Greening the Gas“ durch die DFB Technologie. Weiters werden die Bereiche Erneuerbare Energieproduktion sowie Wärmewende behandelt.

Neben der DFB Technologie zur Umsetzung von biogenen Roh- und Reststoffen zu Synthesegas und weiterführend zu grünen Gasen (Methan bzw. Wasserstoff) bieten sich auch andere Gasproduktionsrouten an. Für biogene Materialien mit hohem Wasseranteil, die nicht als holzartige Stoffe eingestuft werden, ist die Vergärung in Biogasanlagen, auch ein gangbarer Weg.



Mögliche Rohstoffe für den DFB Prozess, und daraus produzierbare Wertstoffe

Der DFB Prozess eignet sich hingegen vor allem für Rohstoffe mit niedrigem Wassergehalt die aus Holz bzw. holzartig sind. Weiters wurden auch diverse nicht-biogene Reststoffe untersucht, um diese einer ganzheitlichen Kreislaufwirtschaft zuzuführen. Nach langjähriger Grundlagenforschung konnte der Prozess 2002 erstmalig im Industriemaßstab demonstriert werden. Insgesamt konnten mit dem



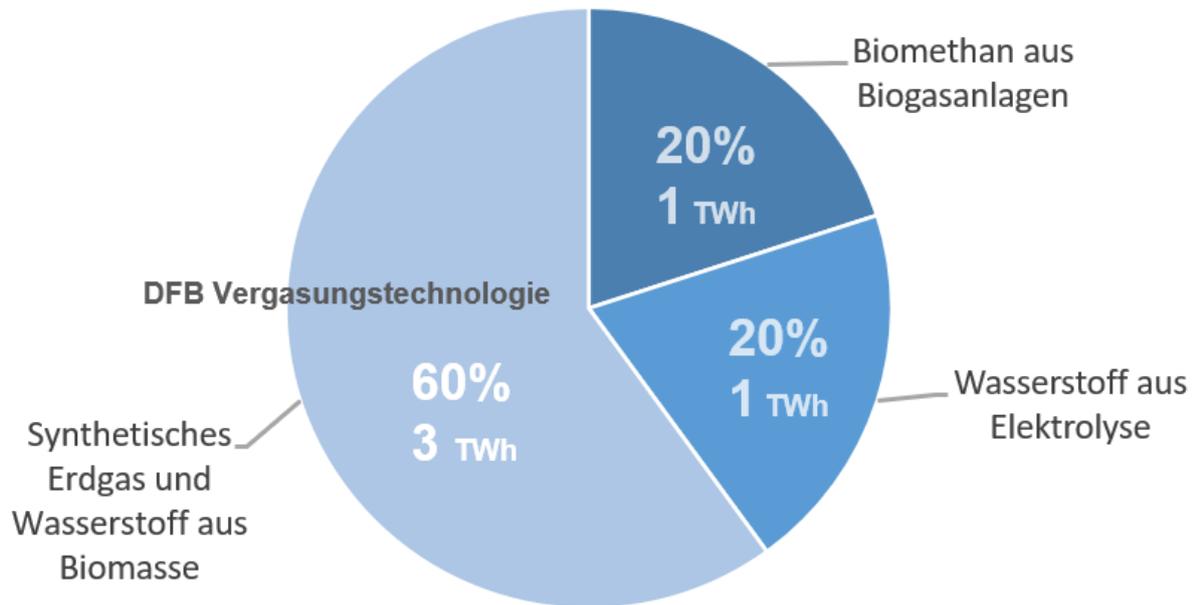
Prozess über 200.000 Betriebsstunden vor allem bei der Produktion von Strom und Wärme gesammelt werden. Die Herstellung von grünem Gas konnte bei der weltweit größten Anlage in Göteborg für über 15.000 Stunden demonstriert werden. Aufgrund der enormen Erfahrung, die bereits mit dem Prozess gemacht wurde, kann das Technologiellevel sehr hoch (TRL 8 von 9) eingestuft werden.

Da die Technologie mit Holz wie auch anderen holzartigen Rohstoffen wie z.B. Schilf funktioniert, kann davon ausgegangen werden, dass eine ausreichend hohe Rohstoffversorgung zum Betrieb möglich ist. Durch den klimawandelbedingten erhöhten Borkenkäferbefall steigt der Anteil an Energieholz in Österreich kontinuierlich. Laut österreichischer Waldinventur, die zwischen 2016-2018 durchgeführt wurde, beläuft sich der burgenländische Waldvorrat auf 35,5 Millionen Vorratsfestmeter. Der Zuwachs beträgt jährlich 1,1 Millionen Vorratsfestmeter. Dem gegenüber steht ein Holzeinschlag von rund 0,7 Millionen Vorratsfestmetern. Das heißt, der burgenländische Wald wächst jährlich um 360.000 Vorratsfestmeter. Bei Nutzbarmachung von 40% dieses Potentials können rund 144.000 Vorratsfestmeter für Energieerzeugungsanlagen zusätzlich verwendet werden. Der Schadholzanteil beläuft sich auf rund 200.000 Vorratsfestmeter. Gesamt beläuft sich das burgenländische Energiepotential für Holz deshalb auf 344.000 Vorratsfestmetern was einem Energiepotential von rund 390 GWh entspricht. Zusätzlich zur klassischen Waldwirtschaft können aus kommunalen Strauchschnitten rund 40.000 Tonnen bzw. 80 GWh erzielt werden. Gemeinsam mit dem Potential das die nachhaltige Schilfnutzung am Neusiedlersee bietet (~300 GWh) können gesamtheitlich rund 770 GWh an grüner Energie durch DFB Anlagen zugänglich gemacht werden.

Das heißt, dass nach der Umwandlung des Holz- bzw. Schilfpotentials von 770 GWh pro Jahr, rund **509** GWh an grünem Gas zur Substitution des Erdgases im burgenländischen Netz zur Verfügung stehen. Zusätzlich entstehen bei der Umwandlung von Holz bzw. Schilf zu Gas rund **185** GWh Wärme pro Jahr. Diese kann in Fernwärmenetze eingespeist werden um die aktive Wärmewende voranzutreiben.

Der Gasabsatz im Burgenland (Quelle Burgenland Energie) betrug im Jahr 2020 rund 1500 GWh. Durch den Einsatz der DFB Technologie zur Erzeugung von grünen Gasen in Verbindung mit der Abwärmenutzung, kann eine Erdgasreduktion von **54** % alleine aus DFB Erzeugungsanlagen erreicht werden. Dadurch kann das Ziel der Bundesregierung von mind. 5 TWh grünem Gas (wobei 2/3 aus DFB Anlagen stammen sollen) weitgehend erreicht werden.

Die Kombination aus DFB basierter Gasproduktion, Biogasanlagen und Wind- bzw. Sonnenstromelektrolyse bringt das Burgenland in eine einzigartige Vorreiterrolle. Durch die günstige Lage des Burgenlandes im Hinblick auf Wind- und Sonnenenergiepotential hat das Burgenland als 1. Bundesland die Chance als Vorreiter ein 100% grünes Gasnetz (durch Nutzung des vorhandenen Netzes und Substitution des fossilen Erdgases) zu etablieren und wie auch im Strombereich als **Nettogas-Exporteur** aufzutreten.



Geplante österreichische Produktionskapazität von grünen Gasen

DFB Anlagen spielen aufgrund ihrer Brennstoffflexibilität hier eine enorm wichtige Rolle. Weiters kann der anfallende Elektrolysesauerstoff der bei der Sonnen- bzw. Windstromelektrolyse anfällt zur Wirkungsgraderhöhung des DFB Systems beitragen und dadurch zu einer erhöhten Grüngas Produktion führen.

Bei einer benötigten Anlagenkapazität von ca. 100 MW installierte Leistung ergeben sich 5-10 Anlagen. Diese Anlagen tragen in den installierten Regionen zu einer erheblichen Steigerung der Wertschöpfung bei. Bei Investitionen von rund 40 Mio. € (aktualisiert auf aktuelle Werte (Teuerung)) pro Anlage kann von einer Amortisationszeit von 3-7 Jahren ausgegangen werden. Die Anlagenlebensdauer beträgt rund 25 Jahre. Durch regionale Holz- und Schilfnutzung können neue Absatzmärkte im Burgenland geschaffen werden die eine **direkte Wertschöpfung** von rund **150 Millionen Euro pro Jahr** regional schaffen.



Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	7
2	Grüne Gas Rahmenbedingungen und aktuelle Entwicklungen	9
2.1	Weltweit.....	9
2.2	Europäische Union	9
2.3	Österreich	11
2.3.1	Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz.....	13
2.3.2	Gasgesetz.....	14
2.4	Burgenland.....	14
3	Technologiebeschreibung – Zweibett Wirbelschicht Gaserzeugung (Dual fluidized bed DFB)	16
3.1.1	Stand der Technik.....	16
3.1.2	Potential des Prozesses	19
3.2	Technologiereife	20
4	Rohstoffressourcen	23
4.1	Situation in Österreich.....	23
4.1.1	Marktpreisübersicht Energieholz.....	23
4.2	Situation im Burgenland	24
4.2.1	Forstwirtschaftlicher Bereich	24
4.2.2	Roh- Und Reststoffe in den Gemeinden.....	28
4.2.3	Das Potential von Schilf aus dem Neusiedlersee.....	29
4.3	Aufbau einer Rohstofforganisation	31
5	ENERGIEOUTPUT	32
5.1	Einführung: Produktgaszusammensetzung.....	32
5.2	Prozessketten	34
5.2.1	Prozesskette zur Erzeugung von SNG	34
5.2.2	Prozesskette zur Maximierung von Bio-Wassersstoff.....	37
5.2.3	Prozessketten zur Erzeugung von Bio-H ₂ , elektrischen Strom und Wärme	40
6	Investitionskosten (Stand 2021)	42
6.1	Erzeugung von SNG mittels thermo-chemischer Methanierung..	42
6.2	Maximierung von BioH ₂ mit WGS, mit Reformier	43
6.3	Erzeugung von BioH ₂ und Strom mit WGS, ohne Reformier	44
6.4	Erzeugung von BioH ₂ und Strom ohne WGS, ohne Reformier.....	45
7	Fördermöglichkeiten	46
7.1	Umweltförderung in Österreich	46



7.2	Fördermöglichkeiten in der EU	48
8	Betriebskosten.....	50
9	Cash Flow.....	52
9.1	SNG mittels thermo-chemischer Methanierung.....	52
9.2	Maximierung von BioH ₂	54
9.3	BioH ₂ mit WGS, ohne Reformers, mit Stromerzeugung 800 kW ..	56
9.4	Bio-H ₂ ohne WGS, ohne Reformers, mit Stromerzeugung.....	58
10	Forschungs- und Entwicklungspotential.....	60
10.1	Forschung und Entwicklung zum Thema grüne Gase.....	60
10.2	Erweiterung der Rohstoffbasis	62
10.3	Technologieoptimierung	63
10.4	Erweiterung des Produktportfolios.....	64
10.5	Duales Verteilsystem	64
10.6	CO ₂ -Valorisierung.....	66
10.7	Anlagen mit negativen CO ₂ Emissionen	66
10.8	Nutzen für das Burgenland	67
11	Energiebilanz für das Burgenland	68
12	Auswirkungen der geplanten Quotenregelung – Verpflichtende Grün-Gas-Quote ab 2023	72
13	Gesamtbeurteilung und Empfehlungen	73



1 Einleitung

Der sukzessive Ersatz von fossilen Energiequellen durch erneuerbare Rohstoffe oder die Verwertung von Reststoffen zählt zu den wichtigsten Herausforderungen des 21. Jahrhunderts.

Weltweit gewinnt die Erzeugung GRÜNER GASE aus Biomasse immer stärker an Bedeutung und wird einen großen Beitrag in der bereits laufenden Energiewende leisten.

Erneuerbares „Grünes“ Gas, sowohl in Form von **Biogas** als auch **in Form von synthetischem Erdgas** beziehungsweise **Wasserstoff**, ist ein erfolgsversprechender Energieträger.

Mit Grünem Gas haben wir den Schlüssel zu einer raschen, kostengünstigen und sicheren Energiewende in der Hand. Grünes Gas kann fossiles Gas 1:1 ersetzen und Heizungen, Hochöfen, Kraftwerke oder Gasherde klimaneutral betreiben. Der entscheidende Vorteil liegt auf der Hand: die gesamte bestehende Gasinfrastruktur kann weiter genutzt werden. Es entstehen keine teuren Umrüstkosten und die Versorgungssicherheit bleibt auch zukünftig gewahrt, da Grünes Gas genauso gut wie fossiles Gas in großen Mengen verlustfrei gespeichert werden kann und immer dann zur Verfügung steht, wenn wir Energie benötigen.

Die Energiewende mit Gas kommt schrittweise. Laufend sollen die eingespeisten Mengen an erneuerbaren Gasen angehoben werden. Aktuell können bis zu zehn Prozent Wasserstoff im Gasnetz ohne technische Probleme beigemischt werden. Bestehende Gasendgeräte verarbeiten das Gasgemisch einwandfrei. Gleiches gilt natürlich auch für Anwendungen in der Industrie oder bei der Stromerzeugung.

Auch die EU bringt Grünes Erdgas und Wasserstoff auf den Weg. Das am 15. Dezember 2021 vorgestellte Dekarbonisierungspaket schafft den notwendigen Rechtsrahmen um Grüne Gase zu forcieren. Die gut ausgebaute Gasinfrastruktur und Speicher werden eine zentrale Rolle zur Erreichung der Klimaneutralität einnehmen.

Vor allem aufgrund der Tatsache, dass über Gasnetze wesentlich höhere Energiemengen als über Stromleitungen transportiert werden können und dies noch dazu ohne Verluste, wird der weitere Ausbau der Gasnetze vorrangig zu behandeln sein.

Das Gasnetz wird in Zukunft noch weiter an Bedeutung gewinnen, und zwar zur Umsetzung der nationalen Wasserstoffstrategien. Mit dem Dekarbonisierungspaket wird auch dafür ein Rechtsrahmen geschaffen.

Ein wichtiger Faktor beim schrittweisen Ausstieg aus fossilem Gas und gleichzeitigem Umstieg auf Grüne Gase: die klimaneutrale Gasinfrastruktur mit mehr als 45.000 Kilometer Gasleitungen auf dem gesamten Bundesgebiet. Gerade für den Anlauf des



Wasserstoffmarkts braucht Österreich die flexible Beimengung von Wasserstoff im Gasnetz.¹

Der Zeitplan für die Umstellung der Gasinfrastruktur von fossilem auf Grünes Gas ist für den Fachverband Gas Wärme (FGW) bereits fixiert:²

Ab 2021

- Einsatz von für Wasserstoff geeigneten Komponenten bei Routine-Tausch
- Anpassung des Netzes an künftigen Wasserstoff-Transport
- Sukzessiver Ersatz von Erdgas durch Grünes Gas

2021/2022

- Evaluierung der Wasserstoffverträglichkeit des bestehenden Gasnetzes
- Ermittlung von optimalen Einspeisepunkten ins Gasnetz für Biomethan und Wasserstoff

Bis 2040

- Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur und Anschluss an das europäische Wasserstoff-Fernleitungsnetz (H₂-Backbone)

2040

- Gasinfrastruktur garantiert eine hundertprozentige klimaneutrale Energieversorgung mit Wasserstoff und anderen Grünen Gasen

Auch das Burgenland hat sich das Ziel gesetzt, bis 2050 klimaneutral zu werden und will seinen Beitrag leisten, um die globale Klimaerwärmung auf maximal 2°C einzudämmen. Mit einer Burgenländischen Klima- und Energiestrategie will man den entsprechenden Weg vorausblickend bis 2050 zeichnen.³

Einen entscheidenden Beitrag sollen auch hier Grüne Gase leisten. Wichtig ist auch hier die vorhandene gut ausgebaute Gasinfrastruktur wie z.B. dem Leitungsnetz. Das Gasleitungsnetz von der Netz Burgenland deckt nahezu das gesamte Burgenland ab. Das Unternehmen betreibt 2.620 Kilometer Gasleitungen und 113 Gasdruckregelanlagen. In 110 Gemeinden kann man den umweltfreundlichen und kostengünstigen Energieträger Gas nutzen.⁴

Um die Umstellung der Gasinfrastruktur auf Grüne Gase zu realisieren ist der Einsatz neuer und effizienter Technologien erforderlich.

Eine sehr effiziente, umweltfreundliche und wirtschaftliche Möglichkeit zur Erzeugung „Grüner Gase“ wird durch ein innovatives Verfahren – der Zweibett-Wirbelschicht-Vergasung – aufgezeigt. Das an der TU Wien entwickelte und in der Stadt Güssing erstmals kommerziell eingesetzte Verfahren ermöglicht den Einsatz einer breiten Brennstoffpalette und die Erzeugung mehrerer Energieformen – Strom, Wärme, synthetisches Erdgas, synthetische flüssige Treibstoffe und Wasserstoff.⁵

¹ ÖVGW

² FGW

³ Burgenländische Klimastrategie

⁴ Netz Burgenland

⁵ Zweibett-Wirbelschicht-Vergasung



2 Grüne Gas Rahmenbedingungen und aktuelle Entwicklungen

2.1 Weltweit

Die Klimakrise verlangt Strategien, Maßnahmen und effizientes Handeln. Dabei braucht es vor allem Forschung und Innovation zur Standortsicherung, regionale Anpassung an den Klimawandel, konsequente Maßnahmen zur Energieeffizienz und erneuerbare Energien. Deshalb werden weltweit politische Rahmenbedingungen beschlossen um den Klimawandel einzudämmen.

Ein Wendepunkt auf dem Weg in eine neue Epoche der globalen Klima- und Energiepolitik war der Pariser Klimagipfel COP 21.

Das Paris-Abkommen ist das erste völkerrechtlich verbindliche Klimaabkommen, das Verpflichtungen für alle 195 Staaten enthält. Die Weltgemeinschaft verpflichtet sich darin einerseits auf ein Paket für ernsthaften Klimaschutz und das Ende von Kohle, Öl und Erdgas zur Mitte des Jahrhunderts. Andererseits hat sie ein Solidaritätspaket für diejenigen vereinbart, die von den Folgen des bereits stattfindenden Klimawandels besonders betroffen sind. In beiden Bereichen bleibt zu den Zielsetzungen und zur Umsetzung noch viel zu tun, gleichzeitig kann festgehalten werden:

Die wichtigsten Ergebnisse von Paris:⁶

- **Begrenzung der Erwärmung auf deutlich unter 2°C**
- **Erhöhung der Fähigkeit zur Anpassung an den Klimawandel (Resilienz)**
- **Umlenken aller Finanzströme, um sie mit diesen Klimazielen kompatibel zu machen**

2.2 Europäische Union

Im Rahmen der Klima- und Energiepolitik verfolgt die Europäische Union das Ziel, die Treibhausgasemissionen bis 2030 um mindestens 55 % gegenüber 1990 zu senken.⁷ Zugleich soll der Anteil der erneuerbaren Energiequellen auf mindestens 32 % erhöht werden. Dabei besteht die Erwartung, dass **neue technologische Verfahren** entwickelt werden, um die Herausforderungen der Energiewende zu meistern.⁸

⁶ Pariser Klimaabkommen

⁷ Fit for 55, <https://www.consilium.europa.eu/de/policies/green-deal/eu-plan-for-a-green-transition/>, Zugriff 14.12.2021

⁸ Erneuerbare Energie auf 32 % erhöhen



Erneuerbares „Grünes“ Gas, sowohl in Form von Biogas als auch **in Form von synthetischem Erdgas** sowie **Wasserstoff**, ist bei dieser Strategie ein erfolgversprechender Energieträger.

Die Defossilisierung des Energiesektors ist ein wichtiges Ziel der europäischen Energieunion. Das bedeutet, dass die erneuerbaren Energien durch weiteren Ausbau zu einem essentiellen Teil des Marktes werden müssen. Unbestritten ist, dass ein gut funktionierender und integrierter Energiemarkt der Hebel ist, um die Erzeugung größerer Mengen von grünem Gas und deren kosteneffiziente Integration – unter Wahrung der Wettbewerbsfähigkeit, Leistbarkeit für Wirtschaft und Haushalte sowie Sicherheit der Energieversorgung – zu ermöglichen.⁹

Klimawandel und Umweltzerstörung sind existenzielle Bedrohungen für Europa und die Welt. Mit dem europäischen Grünen Deal¹⁰ will die EU daher den Übergang zu einer modernen, ressourceneffizienten und wettbewerbsfähigen Wirtschaft schaffen. Der europäische Grüne Deal führt uns auch aus der Corona-Krise. **Ein Drittel** der Investitionen aus dem Aufbaupaket NextGenerationEU¹¹ und dem Siebenjahreshaushalt der EU mit einem Umfang von insgesamt **1,8 Billionen EUR** fließt in den Grünen Deal.

In den langfristigen EU-Szenarien für 2050, in denen die globale Erderwärmung unter 1,5°C gehalten werden soll, wird der Verbrauch gasförmiger Brennstoffe „zwischen 50 und 62,5 Prozent des heutigen Bruttoinlandsverbrauchs“ von Gasen erreichen.¹²

Das Dekarbonisierungspaket der EU:

Am 15. Dezember 2021 hat die Europäische Kommission das lang erwartete Dekarbonisierungspaket für den Gasmarkt vorgestellt. Das Paket umfasst Vorschläge zur Überarbeitung der Richtlinie und eine Verordnung für den Erdgasbinnenmarkt und den Zugang zu Erdgasfernleitungsnetzen. Das Ziel der Klimaneutralität bis 2050 wird unterstützt, indem die Entstehung und langfristige Etablierung einer europäischen Wasserstoffwirtschaft forciert wird. Diese Evolution soll vor allem auch durch die Transformation der bestehenden Gaswirtschaft und -infrastruktur ermöglicht werden.

Der Stellenwert der Gasinfrastruktur in einem dekarbonisiertem Energiesystem wird anerkannt.

Der Entwurf würdigt die künftige Rolle der Gasinfrastruktur und die damit verbundenen wirtschaftlichen Vorteile beim Aufbau eines Wasserstoffmarktes. So sollen die Mitgliedstaaten bestehende Genehmigungen und Wegerechte für die existierende Gasinfrastruktur so interpretieren, als seien Wasserstoffleitungen und – netzanlagen ebenfalls mitumfasst. Das künftige Wasserstoffnetz soll vor allem durch die Umrüstung bestehender Gasinfrastruktur und punktuell neu gebauter

⁹ Defossilisierung des Energiesektors

¹⁰ EU Grüner Deal

¹¹ NextGenerationEU

¹² EU Grüner Deal



Wasserstoffleitungen gestaltet werden. Der Entwurf sieht vor, dass Fernleitungsnetzbetreiber ab dem 1. Oktober 2025 grenzüberschreitende Gasflüsse mit einem Wasserstoffgehalt von bis zu 5 Volumenprozent akzeptieren und ermöglichen müssen („Blending“). Dadurch wird die Integration von erneuerbaren und kohlenstoffarmen Gasen in einem frühen Stadium erreicht.

2.3 Österreich

Um bis 2040 klimaneutral zu sein, muss Österreich viele Hebel in Bewegung setzen. In den kommenden 20 Jahren müssen fossile Brennstoffe wie Erdöl und Erdgas durch CO₂-neutrale Varianten ersetzt werden. Eine wichtige Rolle werden dabei **Grüne Gase** spielen.

Laut Umweltministerium erfordert die Dekarbonisierung des österreichischen Energiesystems eine Vielzahl von aufeinander abgestimmten Maßnahmen und Aktivitäten. Gefragt ist ein ausgewogener, nachhaltiger Energiemix, der konsequenterweise entlang des Dekarbonisierungspfades den Ausbau heimischer Ressourcen forciert und gezielt **Brückentechnologien** im Sinne der Versorgungssicherheit einsetzt.

Im Zuge der zunehmenden Unabhängigkeit von fossilen Energieimporten wird Österreichs Eigenversorgung mit heimischer Energie massiv gesteigert. Zudem sinken durch den **Umstieg auf effiziente Technologien** die Kosten und Risiken der Energieversorgung.

Österreich weist aktuell einen Anteil an erneuerbaren Energiequellen von 33,5% auf.¹³ Im Bereich von erneuerbarem Gas weisen verschiedene Studien auf das Potential hin, fossiles Erdgas bis zum Jahr 2050 weitgehend durch Grüne Gase zu ersetzen.¹⁴ Um dieses Ziel zu erreichen, werden derzeit diverse Modelle der politischen Steuerung diskutiert. Maßgeblich dabei ist eine wettbewerbsfähige Bepreisung von CO₂, planbare Rahmenbedingungen, sowie geeignete Förderinstrumente. Das Bestehen einer gut ausgebauten Gas(speicher)infrastruktur und die Ausrichtung der industriellen Großverbraucher hauptsächlich auf Erdgas als Energieträger sollten den Umstieg auf erneuerbares Gas wesentlich erleichtern.

Auch die heimische Gaswirtschaft diskutiert die weitgehende Dekarbonisierung bis 2050.¹⁵ Erdgas ist eine Brückentechnologie und soll auf erneuerbarer Basis der universelle Energieträger einer CO₂-neutralen Zukunft werden. Eigene Energie macht unabhängig. Grünes Gas wird in Österreich für Österreich erzeugt, verringert die Energieabhängigkeit unseres Landes und stärkt die heimische Wirtschaft. Heute

¹³ Studie WU Wien

¹⁴ Studie WU Wien

¹⁵ ÖVGW



werden noch 92% des österreichischen Gasbedarfes importiert.¹⁶ In Zukunft kann Österreich seinen Gasverbrauch weitgehend aus eigenen erneuerbaren Quellen decken und damit den Umstieg auf Grünes Gas vorantreiben. Grünes Gas kann aus land- und forstwirtschaftlichen Roh- bzw. Reststoffen gewonnen werden und liefert damit saubere Energie zum Heizen, Kochen und zur Warmwasserbereitung, für die Industrie und die Mobilität. Österreichs Gaswirtschaft hat sich zum Ziel gesetzt, in Zukunft auf Grünes Gas umzustellen und damit einen maßgeblichen Beitrag zur Energiewende zu leisten. Grünes Gas nimmt damit eine Schlüsselposition auf dem Weg zur Klimaneutralität ein.¹⁷

Im Gegensatz zu anderen Energieformen eignet sich Gas hervorragend zur Speicherung. Heute noch mit Erdgas gefüllt, werden die Speicher zukünftig mit erneuerbarem Gas gefüllt und sichern damit die Energieversorgung in Österreich.

Ein Kernelement des künftigen Energiesystems ist die **Sektorenkopplung**. Dies bedeutet, dass bislang getrennte Systeme (Strom, Wärme, Mobilität, Industrie) miteinander verknüpft werden. Die Sektorenkopplung ermöglicht mit Hilfe erneuerbarer Energien alle Sektoren der Wirtschaft zu defossilisieren. Zudem wird durch Einsatz energieeffizienter Technologien eine deutliche Senkung des Energieverbrauchs ermöglicht.

Zur Integration erneuerbarer Energieträger braucht es Anstrengungen und Innovationen in allen Bereichen der Wertschöpfungskette: bei den rechtlichen Rahmenbedingungen, bei Technologieentwicklung und Innovation, im Bereich der Qualifizierung und Bewusstseinsbildung sowie für marktbasierende innovative Geschäftsmodelle. Zugleich gilt es, bestehende Hindernisse zu beseitigen und Investitionen in die Erzeugung, Verbindungsleitungen, Laststeuerung und Speicherung zu ermöglichen und – wo erforderlich – zu fördern.¹⁸

Die Defossilisierung des Energiesystems bringt für Marktteilnehmerinnen und – teilnehmer neue Chancen, aber auch große Herausforderungen. Gleichzeitig entstehen durch technologische Entwicklungen neue Formen der Beteiligung der Verbraucherinnen und Verbraucher sowie der grenzüberschreitenden Zusammenarbeit.

Im Kontext der klima- und energiepolitischen Ziele der Europäischen Union hat die österreichische Bundesregierung die Ziele formuliert, bis zum Jahr 2030 den nationalen Stromverbrauch bilanziell zu 100 % aus erneuerbaren Quellen zu decken und in weiterer Folge bis zum Jahr 2040 Klimaneutralität in Österreich zu erreichen.¹⁹ Erdgas ist ein Energieträger, der derzeit in vielen Bereichen eine wichtige Rolle spielt. Speziell in einigen Anwendungen ist es aufgrund seiner technischen und

¹⁶ ÖVGW

¹⁷ ÖVGW

¹⁸ Umweltministerium

¹⁹ Energiestrategie Österreich



ökonomischen Eigenschaften kostspielig oder technologisch aufwendig, es zu ersetzen. Daher gibt es von vielen Seiten das Bestreben, den (derzeitigen) fossilen Energieträger Erdgas durch Gas aus erneuerbaren Quellen auszutauschen. Gleichzeitig gibt es unterschiedliche Annahmen zum heimischen Angebot an erneuerbaren Gasen, das für diese Anwendungen zur Verfügung stehen wird.

Zur Umsetzung der Ziele wird die Bundesregierung verschiedene Gesetze und Verordnungen beschließen. Im Wesentlichen sind das:

- Erneuerbares Ausbau Gesetz EAG: bereits im Nationalrat beschlossen
- Gasgesetz: derzeit in Ausarbeitung
- Österreichische Wasserstoffstrategie: derzeit in Ausarbeitung
- CO² Steuer: derzeit in Ausarbeitung

2.3.1 Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz

Ein zentrales energie- und klimapolitisches Ziel der Bundesregierung ist es, die Stromversorgung unseres Landes bis 2030 auf 100% Strom aus erneuerbaren Energieträgern (national bilanziell) umzustellen und Österreich bis 2040 klimaneutral zu machen. Mit dem Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG)²⁰ sollen die dafür notwendigen rechtlichen und organisatorischen Rahmenbedingungen und ein langfristig stabiles Investitionsklima geschaffen werden.

Im Konkreten soll bis zum Jahr 2030 die jährliche Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien unter Beachtung strenger ökologischer Kriterien um 27 Terrawattstunden (TWh) gesteigert werden, wobei 11 TWh auf die Photovoltaik, 10 TWh auf die Windkraft, 5 TWh auf die Wasserkraft und 1 TWh auf die Biomasse entfallen sollen.

Darüber hinaus soll die Investitionssicherheit für bestehende und zukünftige Anlagen zur Erzeugung von erneuerbarem Gas gewährleistet und der Anteil von national produziertem erneuerbarem Gas am österreichischen Gasabsatz bis 2030 auf 5 TWh erhöht werden.

Beinahe 20 Jahre lang hat das Ökostromgesetz²¹ die Förderlandschaft für die erneuerbare Stromerzeugung geprägt. Mit Blick auf die neuen klimapolitischen Zielsetzungen und Vorgaben der Europäischen Union sowie auf die Wettbewerbsfähigkeit der erneuerbaren Energien wird nun mit dem EAG ein neues Fördersystem implementiert.

Das EAG adressiert nicht nur die Förderung der Strom- und Gaserzeugung aus erneuerbaren Energiequellen, sondern auch die Organisation und Funktionsweise von Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaften, Herkunftsnachweise für Energie aus erneuerbaren Energiequellen beziehungsweise deren Anerkennung, Grünzertifikate für Gas aus erneuerbaren Energiequellen, ein Grüngassiegel und die Erstellung eines integrierten österreichischen Netzinfrastrukturplans (ÖNIP).

²⁰ EAG

²¹ Ökostromgesetz



Als Förderinstrumente für die künftige erneuerbare Strom- und Gasbereitstellung kommen sowohl Betriebsförderungen in Form von gleitenden Marktprämien als auch Investitionszuschüsse zur Anwendung.

Um den Markthochlauf für die Produktion von erneuerbaren Gasen zu unterstützen, wird im Rahmen des EAG erstmals eine Servicestelle für erneuerbare Gase implementiert. Weiters können die Umrüstung bestehender Biogasanlagen zur Erzeugung von erneuerbarem Gas auf Erdgasqualität, neue Anlagen zur Erzeugung von erneuerbarem Gas sowie Anlagen zur Umwandlung von Strom zu Wasserstoff oder synthetischem Gas durch Investitionszuschuss gefördert werden.

2.3.2 Gasgesetz

Um die Produktionskapazitäten für erneuerbare Gase zu steigern, werden im neuen Gasgesetz Anreize gesetzt.²² Ziel ist es, im Jahre 2030 mindestens 5 TWh erneuerbare Gase in Österreich zu produzieren. Das soll in erster Linie mit einer **Quotenverpflichtung für Gasversorger** erreicht werden.

Weiters können Anlagen zur Erzeugung von erneuerbaren Gasen durch Investitionszuschuss gefördert werden. Für diese Mittelaufbringung zur Investitionsförderung im Gassystem wird ein Grün gas-Förderbeitrag analog zur Systematik des Ökostrom-Förderbeitrags eingeführt.

Um die Produktion von erneuerbaren Gasen zu unterstützen, wird eine Servicestelle für Produzenten und Versorger eingerichtet.

Meilenstein 2030: Mobilisierungsstrategie für grünes Gas

Das Umweltbundesamt (2020) hat für das „grüne Gas“ Ziel von 5 TWh bis 2030 folgende Aufteilung angenommen: 1,5 TWh Biomethan aus bestehenden Anlagen, davon ein Drittel verstromt, der Rest wird ins Gasnetz eingespeist, 2,5 TWh Biomethan aus neuen Anlagen, 0,9 TWh Wasserstoff, die aus 1,2 TWh Strom elektrolysiert werden. Grundsätzlich erscheint die in UBA (2020) abgeleitete Produktion von 0,9 TWh mittels Elektrolyse gewonnenen Wasserstoffs 2030 durchaus möglich zu sein.

2.4 Burgenland

Am 22.01.2019 beschloss die Landesregierung die Erstellung der burgenländischen Klima- und Energiestrategie. Mit der im Frühjahr 2019 präsentierten VISION für ein klimafreundliches Burgenland hat das Burgenland festgelegt, bis 2050 klimaneutral zu werden und eine Reduzierung der Treibhausgasemissionen von mindestens 90 Prozent anzustreben. Die nun vorliegende Klima- und Energiestrategie unterlegt diese Ziele mit konkreten Maßnahmen. Dieses Maßnahmenpaket wird durch die vielfältigen, bereits laufenden Aktivitäten der burgenländischen Landesregierung flankiert. Wobei diese Maßnahmen alle relevanten Handlungsfelder – von der

²² Gasgesetz



Landwirtschaft über die Wirtschaft, dem Energiesektor, dem Sektor Verkehr bis hin zum Gebäudesektor sowie der Gesundheit – abdecken.²³

Die größte Notwendigkeit des Handelns liegt unter anderem in den Bereichen:

- Bewusstseinsbildung, Bildung und Wissenschaft
- Erneuerbare Energieproduktion
- Kopplung der Energiesektoren zu intelligenten Gesamtsystemen
- Ökologisierung der Mobilität
- Energieeffizienz und Energiesparen
- Umsetzung der Wärmewende
- Greening the gas

Der verstärkte Einsatz erneuerbarer Energieträger ist ein Kernpunkt einer nachhaltigen und zukunftsorientierten Burgenländischen Energiepolitik. Es diversifiziert den Energieträgermix und schafft zukunftssichere Arbeitsplätze.

²³ Burgenländische Klima- und Energiestrategie

3 Technologiebeschreibung – Zweibett Wirbelschicht Gaserzeugung (Dual fluidized bed DFB)

3.1.1 Stand der Technik

Neben der klassischen Verbrennung können feste und flüssige kohlenstoffhaltige Stoffe auch über eine thermochemische Umwandlung in einen Sekundärenergieträger – dem Produktgas oder auch Synthesegas genannt - umgewandelt werden, der bezüglich Handhabung und weitergehende Konversionsmöglichkeiten in Nutzenergie erhebliche Vorteile gegenüber der Verbrennung aufweist.

Aufgrund der weltweit steigenden Nachfrage nach Energie und dem Ersatz fossiler Brennstoffe wird es immer wichtiger, viele verschiedene Roh- und Reststoffe mit einem hohen Gesamtwirkungsgrad in mehrere Energieformen umzuwandeln.

Bei der Gaserzeugung wird eine thermochemische Umwandlung genutzt, um von einem festen oder flüssigen Brennstoff ein brennbares Gasgemisch zu erzeugen. Es gibt eine Reihe von Verfahren zur Gaserzeugung von kohlenstoffhaltigen Stoffen. Von all diesen Gaserzeugungsverfahren wird die Zweibett-Wirbelschicht-Vergasung, kurz DFB Technologie, als das ausgereifteste Verfahren weltweit anerkannt.

Bei der Zweibett-Wirbelschicht-Vergasung ist die grundlegende Idee, die Vergasungs- und Verbrennungsreaktion räumlich zu trennen, um, ohne den Einsatz von Sauerstoff, ein weitgehend stickstoffreies Produktgas zu gewinnen (allotherme Vergasung). Die Vergasung erfolgt bei Umgebungsdruck mit Wasserdampf als Vergasungsmittel (Abb. 1, links).

Beim DFB Verfahren werden die nötigen Vorgänge auf zwei Reaktoren verteilt. In einem Reaktor (blasenbildende Wirbelschicht) findet die eigentliche Gaserzeugung statt und in einem zweiten Reaktor (zirkulierende Wirbelschicht) erfolgt die Verbrennung des bei der Vergasung gebildeten Kokes und anderer Prozessreststoffe wie Teere (Abb. 1, rechts).

Im Gaserzeugungsreaktor wird der Brennstoff zusammen mit Wasserdampf bei Temperaturen von etwa 850°C in ein nahezu stickstoffreies Produktgas überführt. Dabei erfolgt die Wärmezufuhr für die endothermen Reaktionen durch heißes Wirbelbettmaterial aus der Brennkammer. In der Brennkammer werden Rückstände wie Koks aus der Gaserzeugung, Filterkuchen (teerhaltig, aus der Gasreinigung) und rezirkuliertes Produktgas bei etwa 890°C verbrannt und dabei das Bettmaterial erhitzt. Zwischen den beiden Wirbelschichten zirkuliert das Bettmaterial (z.B. Olivinsand), welches einen großen Teil der Verbrennungswärme aus der Brennkammer in den Gaserzeugungsreaktor überträgt. Neben den erwünschten Hauptkomponenten H_2 , CO , CH_4 , CO_2 und H_2O enthält das erzeugte Produktgas

verschiedene Verunreinigungen wie Partikel, Teer und Schwefelverbindungen, welche vor der Gasnutzung abgeschieden werden müssen.

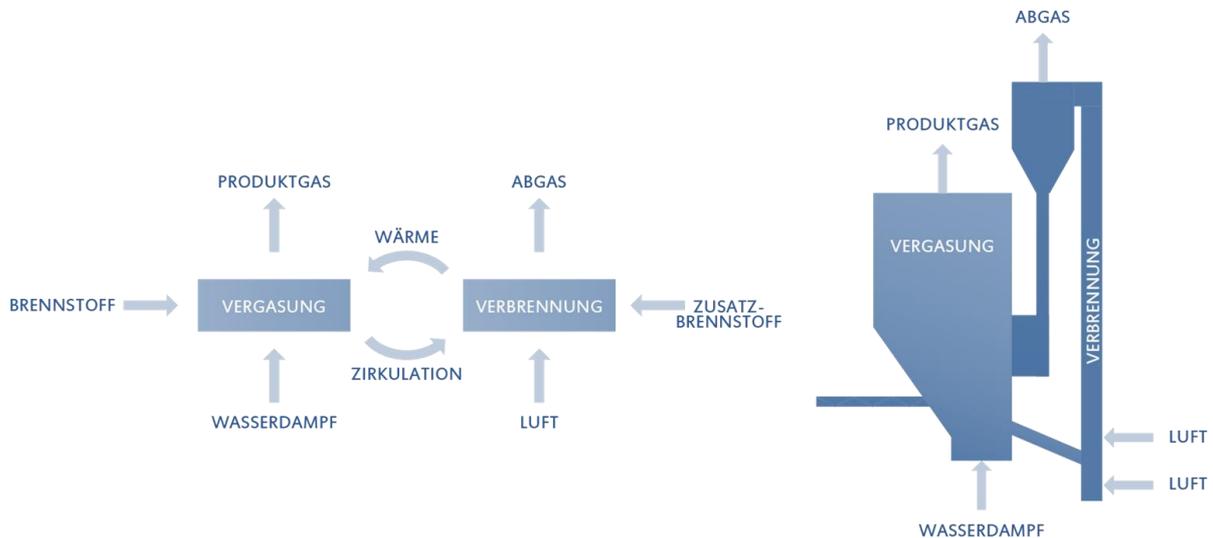


Abbildung 1: Reaktordesign der Zweibett-Wirbelschicht-Gaserzeugung (TU Wien)

In der Tabelle 1 sind Bereiche für die Produktgaszusammensetzung, wie sie für Biomasse typischerweise entstehen. Das bei der Gaserzeugung im DFB-Vergaser produzierte Produktgas enthält praktisch keinen Stickstoff und weist ein angemessenes H_2/CO Verhältnis auf. Das Gas mit diesem H_2/CO Verhältnis und durch den fehlenden Stickstoff hat einen wesentlich höheren Heizwert als die Produktgase anderer Vergaser und eignet sich auch sehr gut für die chemische Synthese. Aufgrund des hohen Heizwertes ist das Gas auch gut in Motoren zur Stromerzeugung anwendbar.

Basierend auf den bisherigen Erfahrungen können folgende Vorteile des DFB-Verfahrens genannt werden:

- Produktgas nahezu frei von Stickstoff
- hoher Heizwert des Produktgases
- breite Anwendungsfelder für das Produktgas
- eine große Bandbreite von Rohstoffen zur Gaserzeugung
- im Normalfall keine Abfälle aus einer Asche
- kein Abwasser
- gut skalierbar
- erprobte Technik
- hohe Effizienz (bis zu 85% Gesamtwirkungsgrad)

Das Hauptprodukt des DFB-Vergasers stellt das Produktgas/Synthesegas mit hoher Qualität dar. Daneben fallen eine Reihe von Nebenprodukten an: ein Abgas aus der Brennkammer, ein teerhaltiger Filterkuchen aus dem Gewebefilter im Produktgasstrom, beladenes RME aus einem Wäscher und Staub aus der Reinigung des Abgasstromes. Sowohl der Filterkuchen als auch das belastete RME können nach einer Aufbereitung prozessintern verwendet werden. Sie tragen in der Brennkammer

zur Wärmebereitstellung für die Gaserzeugung bei. Somit werden sie nicht zum Abfall, da sie den Prozess nicht verlassen. Es werden lediglich das Abgas und der aus diesem abgeschiedenen Staub von der Anlage (Flugasche) abgegeben.

Brennstoff	Produktgaszusammensetzung						T _{gasif} [°C]	
	H ₂ [vol.- % _{tr}]	CO [vol.- % _{tr}]	CO ₂ [vol.- % _{tr}]	CH ₄ [vol.- % _{tr}]	C _x H _y [vol.- % _{tr}]			
Holzpellets	41	21.8	21	10.1	2.4	810	Neues Anlagendesign	
Holzhackgut	38	25	21.3	9.7	2.4	850		
Rinde	40.6	17.8	25.2	10	2.5	776		
Hühnermist*	40.1	21.0	19.8	8.4	2.025	766		
Altholz	37.7	28.6	17.9	9.8	3.0	851	Altes Anlagendesign	
50% Grünschnitt 50% Holzpellets	44	26.7	18.4	8.0	1.9	850		
Schilf	33.8	28.9	19.5	12.5	3.5	850		
40% Stroh 60% Holzpellets	38.5	19.6	23.1	9.9	n.g.	800		

Tabelle 1: Typische Zusammensetzung des Produktgases aus der DFB Gaserzeugung von Biomasse²⁴
*90% Feldspat + 10% Kalkstein als Bettmaterial; n.g.: nicht gemessen; T_{gasif}: Gaserzeugungstemperatur

Beim Abgas werden alle Emissionsanforderungen unter Einsatz einer Entstaubung erfüllt. Die Flugasche aus dem Abgas ist vollständig ausgebrannt und macht bei naturbelassenem Holz zwischen 0,3% und 1% des Gesamtinputs aus. Kondensat wird nicht produziert. Die im Prozess anfallenden Wässer werden im Prozess rückgeführt. Da die Wasserdampfvergasung einen Netto-Wasserverbrauch aufweist, kann davon ausgegangen werden, dass kein Abwasser zur Behandlung die Anlage verlässt. Das Verfahrensprinzip der DFB Vergasung führt damit zu einem deutlichen Vorteil gegenüber anderen Gaserzeugungsverfahren.

²⁴ Studie Reallabor, TU Wien, 2020



Bei der Gaserzeugung von festen Brennstoffen in der Zweibettwirbelschicht kann ein fester Brennstoff unter hohen Temperaturen in ein hochwertiges, stickstoffreies Produktgas (Synthesegas) umgewandelt werden.

Für das im Gaserzeugungsreaktor erzeugte Gasgemisch (Produktgas, Synthesegas) steht eine Reihe von bereits demonstrierten und aussichtsreichen Verwertungsmöglichkeiten zur Verfügung. Von der einfachen Umwandlung zu Strom und Wärme in Gasmotoren, Gasturbinen oder Brennstoffzellen, über die Erzeugung von synthetischem Erdgas oder Wasserstoff, bis zu hochwertigen Syntheseprodukten wie Fischer-Tropsch-Diesel, -Kerosin und -Benzin, oder Methanol. Prinzipiell können somit auch viele andere chemische Produkte bis hin zu verschiedenen Kunststoffen hergestellt werden.

3.1.2 Potential des Prozesses

Für einen wirtschaftlichen Betrieb eines Gaserzeugungsverfahrens ist es erforderlich, eine möglichst große Bandbreite von Brennstoffen einsetzen zu können. Bei den heutigen Rahmenbedingungen des Marktes für biogene Brennstoffe ist dabei die Einsetzbarkeit von Rest- und Abfallstoffen von besonderer Bedeutung. Das DFB-Verfahren eignet sich sehr gut für alle Arten von Biomasse, aber auch für verschiedene Rest- und Abfallstoffe wie z.B. Kunststoffe, sortierter Hausmüll, Altreifen, Klärschlamm, usw.

Ein entscheidendes Kriterium bei der Anwendung fester Brennstoffe stellt das Ascheschmelzverhalten dar. Eine Ascheschmelze muss sicher verhindert werden, um ein Agglomerieren des Wirbelbettes zu vermeiden. Aus Gründen des Wirkungsgrades und, um damit die Wirtschaftlichkeit des Verfahrens größtmöglich zu optimieren, ist vor der Einbringung des Brennstoffes in den Gaserzeugungsreaktor gegebenenfalls eine Vortrocknung vorzusehen.

Die besonderen Eigenschaften des Synthesegases bieten verschiedene Möglichkeiten zur Energiebereitstellung. Neben der effizienten Kraft-Wärme-Kopplung mittels Gasmotor, Gasturbine oder Brennstoffzellen ermöglichen zahlreiche Anwendungen in chemischen Synthesen die Herstellung aller Produkte auf Basis des Synthesegases wie: synthetisches Erdgas, flüssige Fischer/Tropsch-Treibstoffe oder Wasserstoff. Alle dazu notwendigen Verfahren sind seit vielen Jahrzehnten bekannt. Die nachstehende Abbildung 2 zeigt das große Potential des DFB Prozesses sowohl von der Vielfalt des Inputmaterials als auch die Möglichkeiten zur Erzeugung verschiedener Energieformen.

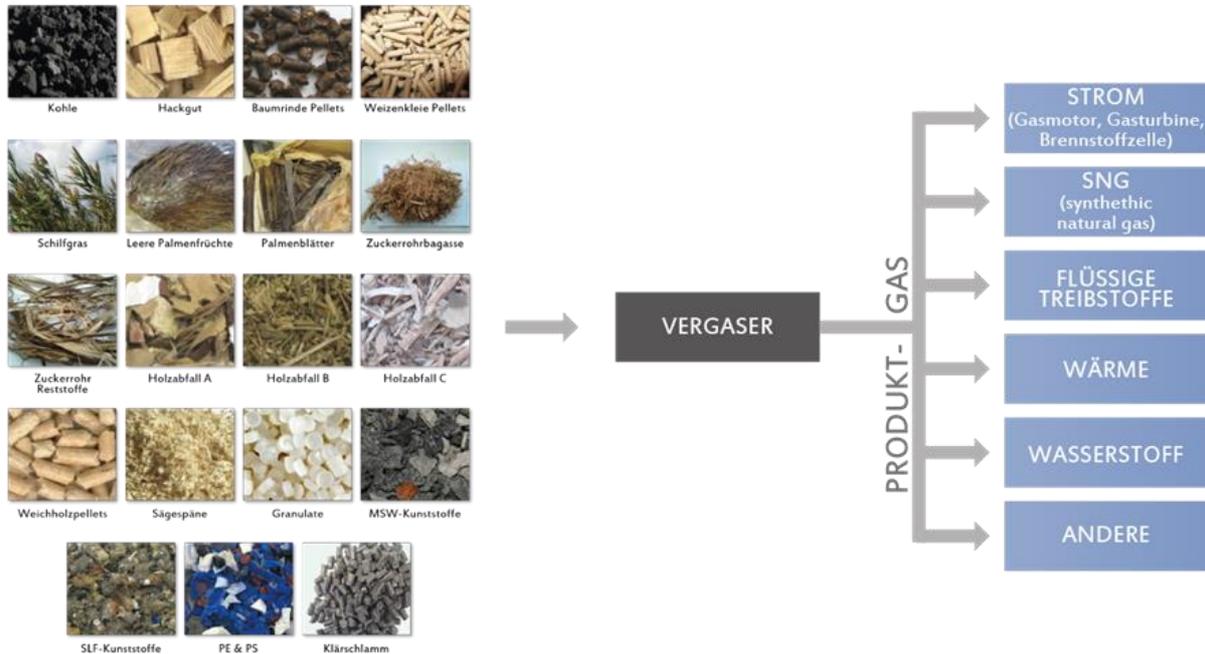


Abbildung 2: Schema der Umwandlung von Brennstoffen in Energie (TU Wien)

3.2 Technologiereife

Nach der ersten Anlage in Güssing mit 8 MW Brennstoffwärmeleistung wurden weitere Anlagen mit größerer Brennstoffwärmeleistung errichtet. Die damit erreichbaren elektrischen Leistungen zeigen, dass Anlagen zur Stromerzeugung, basierend auf die DFB Gaserzeugung im einstelligen und niedrigen zweistelligen Bereich wirtschaftlich sehr attraktiv sind. Gaserzeuger zur Herstellung von synthetischem Erdgas, Fischer/Tropsch-Treibstoffen und Wasserstoff werden eher größer sein (Siehe Tab. 2)

Projekt/ Standort	Stromerzeugung/ BioSNG	BWL / Elektr. MW _{th} / MW _{el}	Start up	Betrieb s- Stunde n	Status
Güssing, AT	Gasmotor	8,0 / 2,0	2002	100.000	Demo bis Ende 2016, Auslaufen des Einspeisetarifs
Oberwart, AT	Gasmotor / ORC	8,7 / 2,7	2009	35.000	Betrieb bis 2014, derzeit Umrüstung auf Betrieb mit Reststoffen
Villach, AT	Gasmotor / Dampfturbine	15,5 / 5,1	2011	5.000	Finanzielle Probleme des Betreibers vor Übergabe der Anlage
Senden, DE	Gasmotor / ORC	15,1 / 4,96	2012	30.000	Betrieb bis Ende 2018 Verbesserungen von Jahr zu Jahr
Göteborg, SE	BioSNG	33 / 20 _{BioSNG}	2013	15.000	Erfolgreicher Demo- betrieb zur SNG-Erzeugung bis 2017
Nongbua, TH	Gasmotor	3,8 / 1,0	2017	5.000	In Betrieb
Wajima, JP	Gasmotor	8,0 / 2,4	2020	--	Inbetriebnahme

Tabelle 2: Überblick über die wichtigsten Industriellen Anlagen auf Basis DFB-Gaserzeugung

Eine Vergrößerung über den bisher realisierten Leistungsbereich ist für die verwendete Technik eines Wirbelschichtsystems kein Problem. Bei Wirbelschicht-Verbrennungs-Kesseln wurde bereits mehrfach erfolgreich die 200 MW Brennstoffwärmeleistungs-Marke überschritten. Darüber hinaus ist der Einsatz in mehreren Linien möglich und für viele Anwendungsfälle auch sinnvoll.

Nachstehende Bilder (Abb. 3) zeigen ausgewählte, bereits realisierte DFB-Gaserzeugungsanlagen:



Abbildung 3: Ausgewählte, bereits realisierte DFB-Gaserzeugungsanlagen



4 Rohstoffressourcen

4.1 Situation in Österreich

Ein großes Thema beim Vorhaben „greening the gas“ ist die Rohstoffaufbringung, vor allem bei der erforderlichen Menge an erneuerbarem Gas. Der Klimawandel schreitet spürbar voran und bringt für viele Lebensbereiche, vor allem auch für unsere Wälder, große Herausforderungen. In Österreich wächst jedes Jahr deutlich mehr Holz zu, als genutzt wird. Die hohen Schadholzmengen durch Borkenkäfer, Trockenheit und Extremwetterereignisse machen der Holzwirtschaft schwer zu schaffen. 2019 waren 62% der Holzernte in Österreich Schadholz. Für 2020 und die folgenden Jahre werden ähnliche Schadholzmengen erwartet. Brachliegende Rohstoffpotenziale aus der Forst- und Holzwirtschaft spielen für die energetische Verwertung eine wichtige Rolle. Die Erzeugung „Grüner Gase“ aus Biomasse bedeutet eine großartige Chance für unsere Land- und Forstwirtschaft.

Eine Potentialabschätzung für die Erzeugung erneuerbarer Energien durch die energetische Nutzung von Biomasse im Auftrag des Österreichischen Biomasseverbandes geht bis 2030 von einem realisierbaren Bioenergiepotenzial von 340 Petajoule aus, wobei rund die Hälfte des Ausbaupotenzials aus der Forstwirtschaft stammt.²⁵ „Grünes Gas aus Biomasse“ ist daher eine nachhaltige Alternative mit großem Potenzial. Der CO₂-Fußabdruck ist um 90% geringer als bei fossilem Erdgas oder Erdöl.

4.1.1 Marktpreisübersicht Energieholz

Neben dem Biomassepotenzial ist der Biomassepreis für die Energieerzeugung wesentlich. Laut den Marktpreisübersichten von energetisch genutzten Hölzern der Landwirtschaftskammer Österreich, kann für das Jahr 2019 eine durchschnittliche Energieholzpreisübersicht nach Bundesländern errechnet werden. Abbildung 4 zeigt die durchschnittlichen Marktpreise (frei Werk) in den einzelnen Bundesländern in €/t-atro. Zusätzlich sind die minimalen und maximalen Verkaufspreise für Energieholz im Jahr 2019 eingezeichnet.²⁶

²⁵ Potentialabschätzung für die Erzeugung erneuerbarer Energien durch die energetische Nutzung, Österreichischer Biomasseverband

²⁶ Studie Reallabor, TU Wien, 2020

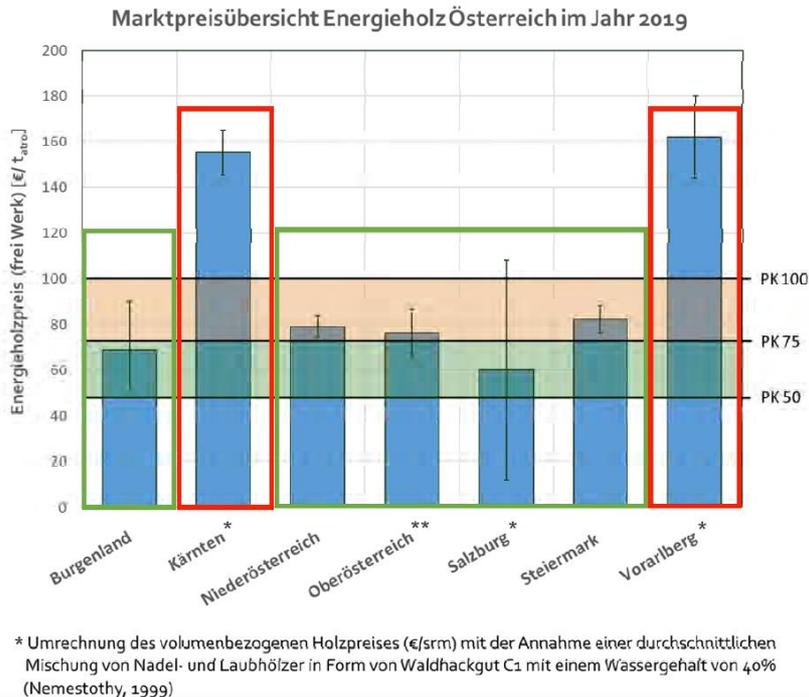


Abbildung 4: Marktpreisübersicht Energieholz Österreich im Jahr 2019

4.2 Situation im Burgenland

4.2.1 Forstwirtschaftlicher Bereich

Derzeitige Situation am Holzmarkt

Die Stimmung am Holzmarkt ist aus Sicht der Forstwirtschaft noch immer als sehr gedämpft zu bezeichnen. Die anfallenden Schadholzmengen aus den Borkenkäferkalamitäten in Mitteleuropa bestimmen das Geschehen.

Das Burgenland ist zwar von großflächigem Schadholzanfall verschont geblieben, dennoch liegen die Durchschnittspreise der Lieferungen, von Fichten Sägerundholz beachtlich hinter den Vorjahreswerten. Drastische Preissenkungen im Schwachblocksegment drücken den Durchschnittspreis um teilweise bis zu 20 Euro pro Festmeter.

Die Borkenkäfersituation hält sich im Burgenland weitgehend auf dem Niveau der letzten Jahre. Vereinzelt tauchen kleinere Käfernester auf. Flächigen Befall gibt es nicht. Die Sägeindustrie produziert auf sehr hohem Niveau, und ist sehr gut mit Rundholz versorgt. Es gibt so gut wie keine Verzögerungen bei der Abfuhr des Sägerundholzes aus dem Wald. Zu Beginn der Saison zeigt sich, dass die Eiche, wie bereits in den letzten Jahren am Laubholzmarkt gut nachgefragt ist und bleibt. Die Kappung der Preisspitzen bei den schlechteren Qualitäten lassen darauf schließen,



dass aber auch bei der Eiche eine Beruhigung der Nachfrage eintritt. Bei den Buntlaubhölzern sind lediglich die guten Holzqualitäten nachgefragt. Die hohe Produktionskapazität und der damit verbundene hohe Restholzanfall der Sägeindustrie sowie die hohen Rundholzimporte im Industrieholzbereich schlagen sich in einer Preisrücknahme für die Rundholzsortimente der Papier-, Platten- und Zellstoffindustrie nieder. Vermehrt treten Zufuhrverzögerungen auf, die zur Bildung von Waldlagern führen. Die Anlieferung von Energieholz ist aufgrund des hohen Angebotsdruckes praktisch nur im Rahmen bestehender Langfristverträge möglich. Als große Unbekannte bei der Weiterführung der Kraftwerksstandorte stellt sich die weiter unregelte Ökostrom-Einspeisetarif – Frage dar.

Österreichische Waldinventur Stand 2016/18

In den Jahren 2016 bis 2021 werden von der Österreichischen Waldinventur (ÖWI) des Bundesforschungszentrums für Wald bundesweit Walddaten erhoben. Jetzt liegt die Zwischenauswertung für die Jahre 2016 bis 2018 vor. Sie stützt sich auf die Hälfte des Stichprobennetzes und gibt damit Aufschluss über die neuesten Trends. Derzeit sind sieben Erhebungsteams des BFW bundesweit unterwegs und führen auf den Probeflächen der ÖWI umfangreiche Messungen durch. Mehr als 200 wald- und umweltrelevante Parameter zum Zustand und zu den Veränderungen des österreichischen Waldes werden erfasst. Jahrelange Außendienst Erfahrung und eine sorgfältige Qualitätssicherung sorgen für eine hochwertige und über die Jahre vergleichbare Datengewinnung.

Insgesamt umfasst das Stichprobennetz der ÖWI rund 11.000 Probeflächen im Wald. Die Hälfte davon war mit Ende des Jahres 2018 erfasst. Damit bot sich die Möglichkeit, nach zehn Jahren wieder aktuelle Informationen für wald- und umweltpolitische Fragestellungen zur Verfügung zu stellen. Von besonderem Interesse sind immer die Kenngrößen Waldfläche, Vorrat, Nutzung und Zuwachs, dies konnte mit ausreichender Genauigkeit für die größeren räumlichen Straten (Bund und Bundesländer) ausgewertet werden.

Für das Burgenland ist die Übersicht dieser Waldinventur nachstehend (Abb. 5) dargestellt²⁷:

²⁷ Waldinventur ÖWI

Zwischenauswertung der ÖWI 2016/18 – Burgenland



Übersicht

Waldfläche

Ertragswald (ha)	0,13 Mio
Gesamtwald (ha)	0,13 Mio

Vorrat

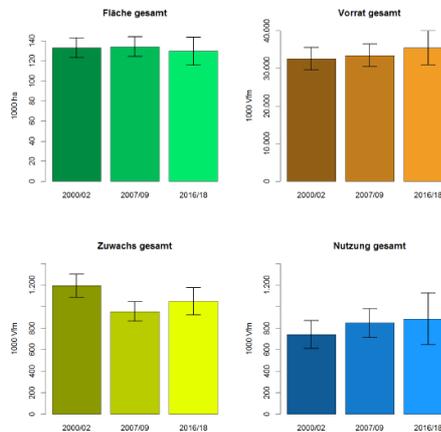
Gesamtvorrat (Vfm)	35,5 Mio
Vfm/ha	283

Zuwachs

Gesamtzuwachs (Vfm)	1,05 Mio
Vfm/ha	8,4

Nutzung

Gesamtnutzung (Vfm)	0,89 Mio
Vfm/ha	7,1



Stand: Mai 2019



Abbildung 5: Waldinventur Burgenland

Entscheidend für die nachhaltige Bewirtschaftung der Waldfläche ist der jährliche Holzeinschlag.

Die Forstbehörde ist verpflichtet, periodisch ihren Holzeinschlag zu melden (HEM). Hierzu werden die Einschläge der jeweiligen Waldbesitzer österreichweit summiert und in der Holzeinschlagsmeldung veröffentlicht.

Diese Holzeinschlagsmeldung für das Burgenland ist nachstehend in Tabelle 3 dargestellt²⁸:

²⁸ BLRT, Holzeinschlagsmeldung



HOLZEINSCHLAGSMELDUNG für das Jahr 2019,
Burgenland

	PROZENT ANTEILE	2019	2018
EINSCHLAG (IN EFM. O. R.)			
GESAMTEINSCHLAG	100,00	690 860	740 615
NADELHOLZ	61,84	427 245	445 677
LAUBHOLZ	38,16	263 615	294 938
ROHHOLZ - stoffliche Nutzung	60,53	418 197	454 123
Nadelrohholz	52,07	359 697	380 664
Laubrohholz	8,47	58 500	73 459
SÄGERUNDHOLZ	35,47	245 071	270 834
Sägerundholz > 20cm MDM.	29,61	204 570	224 922
Nadelholz	26,01	179 697	195 787
davon Fichte/Tanne	15,46	106 814	109 780
davon Kiefer	9,59	66 224	81 166
davon Lärche	0,80	5 538	4 816
Laubholz	3,60	24 873	29 135
davon Buche	1,01	6 982	7 750
davon Eiche	2,41	16 619	20 453
Sägeschwachholz	5,86	40 501	45 912
Nadelholz	5,84	40 313	45 712
Laubholz	0,03	188	200
INDUSTRIERUNDHOLZ	25,06	173 126	183 289
Nadelholz	20,22	139 687	139 165
Laubholz	4,84	33 439	44 124
ROHHOLZ - energetische Nutzung	39,47	272 663	286 492
Nadelholz	9,78	67 548	65 013
Brennholz	3,86	26 634	25 443
Waldhackgut	5,92	40 914	39 570
Laubholz	29,69	205 115	221 479
Brennholz	17,03	117 664	121 823
Waldhackgut	12,66	87 451	99 656

Tabelle 3: Bundesministerium für Landwirtschaft, Regionen und Tourismus Sektion Forstwirtschaft und Nachhaltigkeit, Abteilung III/1



Aus den Daten der Österreichischen Waldinventur und den aktuellen Holzeinschlagsmeldungen können nun die derzeit ungenutzten Rohstoffressourcen im Burgenland ermittelt werden.

VORRAT:

Der derzeitige Holzvorrat im Burgenland beträgt 35,5 Mio. Vfm. Davon sind ca. 40% als Rohholz zur energetischen Nutzung verwendbar, also ca. 14,2 Mio. Vfm.

Umgerechnet sind dies ca. 9,1 Mio. Tonnen oder 18,5 TWh

SCHADHOLZ:

2019 sind ca. 177 000 Efm an Schadh Holz angefallen, die zur energetischen Nutzung geeignet sind (Erntefestmeter Efm entspricht einem Vorratsfestmeter Vfm abzüglich 10% Rindenverlust).

Umgerechnet sind dies ca. **100.000** Tonnen oder **200 GWh** pro Jahr.

ZUWACHS:

Der jährliche Gesamtzuwachs im Burgenland beträgt 1,05 Mio. Vfm. Der Gesamteinschlag betrug 2019 ca. 0,69 Mio. Vfm. Dies bedeutet, dass vom Gesamtzuwachs ca. 360.000 Vfm nicht genutzt wurden. Wenn man auch hier von ca. 40% Rohholz zur energetischen Nutzung ausgeht, sind das ca. 144.000 Vfm.

Umgerechnet sind dies ca. **92.000** Tonnen oder **187 GWh** pro Jahr.

Alle Tonnen Angaben beziehen sich auf waldfrisches Holz mit einem Wassergehalt von 55%.

4.2.2 Roh- Und Reststoffe in den Gemeinden

In den Burgenländischen Gemeinden wurde die Sammlung von Roh- und Reststoffen in den letzten Jahren bereits sehr gut organisiert.

Die Gemeinden Strem, Heiligenbrunn und Moschendorf kooperieren zum Beispiel im Bereich der kommunalen Reststoffentsorgung und haben gemeinsam ein Altstoffsammelzentrum errichtet. Hier hat die Bevölkerung der drei Gemeinden die Möglichkeit ihren Strauchschnitt, Baumschnitt und Rebschnitt zu fix festgelegten Öffnungszeiten unter der Aufsicht gemeindeeigenen Personals abzugeben.

Das dort gelagerte Material kann trocknen, wird dann maschinell zerkleinert und zur energetischen Verwendung abtransportiert.

Bei größerem Anfall von Strauch- oder Baumschnitt wird von der Gemeinde eine Sammlung organisiert und das Material ebenfalls zum Altstoffsammelzentrum gebracht.

Dieses Material könnte für die energetische Verwertung genutzt werden und dadurch in Zukunft eine gesicherte Entsorgung und Verwertung von biogenen Roh- und Reststoffen in den Gemeinden gewährleisten.

Schätzungen auf Basis der Erfahrungen bei der Sammlung von Roh- und Reststoffen im ÖkoEnergieland ergeben eine Gesamtmenge in allen Gemeinden des Burgenlandes von ca. **40.000** Tonnen pro Jahr oder umgerechnet **80 GWh**. Die folgenden Abbildungen 6-8 geben einen Eindruck über die Sammel- und Aufbereitungsvorgänge.



Abbildung 6, Abbildung 7, Abbildung 8: Sammeln von kommunalen Reststoffen (Quelle:ORF)

4.2.3 Das Potential von Schilf aus dem Neusiedlersee

Der Schilfgürtel des Neusiedlersees bildet mit rund 10.000 ha auf Österreichischem und 8.000 ha auf Ungarischem Staatsgebiet die größte geschlossene Schilfdecke Mitteleuropas. Die Schilfvorkommen werden zum gegenwärtigen Zeitpunkt nur zu einem geringen Anteil für die Baustoffproduktion genutzt. Die Nutzung beschränkt



sich dabei vor allem auf Jungschilfbestände (Pflanzenalter <3 Jahre), wobei Altschilfbestände zum jetzigen Zeitpunkt kaum genutzt werden. Die Ernteflächen beschränken sich größtenteils auf Ufernähe Zonen, welche für die Erntegeräte einfacher zugänglich sind und eine ökonomische Ernte ermöglichen.

Jahrzehntelang wurde der Schilfgürtel durch kontrollierten Abbrand vom Altbestand an Schilf befreit. Nach dem Verbot des Verbrennens biogener Materialien außerhalb von Anlagen sind neue Lösungswege zur Altschilfentsorgung zwingend erforderlich. Aus ökologischer Sicht ist eine Intensivierung einer nachhaltigen Bewirtschaftung mit Fokus auf die Biodiversität des sensiblen Gebiets erwünscht.

Für die regionale energiewirtschaftliche Situation kann die Erschließung der Schilffressourcen durchaus als relevant bezeichnet werden. Die Erschließung dieser bisher nicht genutzten biogenen Energiequelle, unter dem Gesichtspunkt eines regionalen Interesses der ökologisch nachhaltigen Schilfbewirtschaftung und des Aufbaus einer energieautarken Energiemodellregion im Burgenland wurde bereits vor Jahren im Forschungsprojekt ENEREED untersucht.

Das Projekt ENEREED ist die konsequente Fortsetzung bisher auf dem Gebiet der Schilfverwertung geleisteter Vorprojekte und verfolgt eine Bündelung der mit diesem Themenbereich befassten Akteure; Forschungsinstitute und dem Amt der Burgenländischen Landesregierung.

Zu berücksichtigen bei der Nutzung dieses Potentials sind die erheblichen Aufwendungen bei der Ernte, Zerkleinerung und Lagerung des Schilfs. Aufgrund des hohen Ressourcenpotentials und Ertragswertes mit ca. 16 Mio. € pro Jahr von Schilf für die energetische Verwertung ist eine innovative Problemlösung auf Basis neuer Technologien anzuraten.

Für die energetische Verwertung des Schilfs wurden im Projekt ENEREED Vergasungsversuche im Wirbelschichtvergaser durchgeführt und es konnte gezeigt werden, dass Schilf als Brennstoff für die Dampfvergasung in einem DFB-Vergaser geeignet ist. Bei der energetischen Verwertung ist Schilf mit Holz vergleichbar.

Bei der Fläche von 10.000 ha und einem geschätzten jährlichen Zuwachs von 15t bis 30t pro ha ergibt dies ein Gesamtpotential von bis zu 250.000 Tonnen pro Jahr.

Das wirtschaftlich nutzbare Potential auf der Österreichischen Seite wurde in der ENEREED Studie im Detail erhoben und beträgt ca. **84.000** Tonnen pro Jahr oder umgerechnet **300 GWh**.



4.3 Aufbau einer Rohstofforganisation

Ziel ist es, über den Aufbau einer Rohstofflogistikorganisation die vorhandenen Biomasseressourcen im Burgenland zu mobilisieren und nachhaltig preisstabil zu sichern.

Wichtig ist, dass der Aufbau der Rohstofflogistik so gestaltet wird, dass ein echtes Bindeglied zwischen den Eigentümern der Ressourcen und dem Verwerten der Ressourcen entsteht. Dies ist mit allen Beteiligten durch langfristige Verträge abzusichern. Damit ist eine nachhaltige Verwertung und eine langfristige Lösung kommunaler Probleme gesichert.

Im Burgenland wird mit der Logistikfirma ein neuer Ansprechpartner für den Großwald als auch den Kleinwald zur Verfügung stehen, damit die Waldpflege, vor allem bei den kleinstrukturierten forstwirtschaftlichen Flächen auf neue Beine gestellt werden kann. Die Organisation übernimmt dabei alle relevanten Koordinierungsmaßnahmen, beginnend bei der Sichtung und Festlegung der Durchforstungsmaßnahmen, Maschinen- und Personaleinsatz, Lagerung, Abtransport, Zerkleinerung bis hin zum Transport zu den Kraftwerken.

Es werden den Waldeigentümern auch langjährige Durchforstungsverträge angeboten, um die Waldpflege auch nachhaltig sicherzustellen. Dabei liegt der Schwerpunkt auf der Erstdurchforstung zur Beseitigung der Durchforstungsrückstände und dann einer 5-jährigen, periodischen Waldpflege bei den vertraglich vereinbarten Waldflächen. Durch die Waldpflege gewinnt der Bestand an Wert und der Wald ist gesund.

Auch das Potential des Schilfes kann so über diese Organisation mobilisiert werden.

5 ENERGIEOUTPUT

5.1 Einführung: Produktgaszusammensetzung

Eine kurze Darstellung des Prinzips, des Standes der Technik und des Potentials der Zweibett-Wirbelschicht-Gaserzeugung wurde bereits im Kapitel Technologiebeschreibung gegeben. Hier soll die Verwendung des Produktgases als Synthesegas zur Herstellung von Grünen Gasen näher erläutert werden. Im Rahmen dieser Grobanalyse sollen unterschiedliche Varianten zur Erzeugung synthetischem Erdgas (SNG) und von Wasserstoff (H_2) aus Biomasse untersucht werden. Dafür soll als Basis eine an der TU Wien entwickelte Gaserzeugungstechnologie – nämlich eine Gaserzeugung mittels Zweibettwirbelschicht (Dual Fluidized Bed (DFB) Gaserzeugung) – eingesetzt werden. Das dabei erzeugte Produktgas soll einerseits mittels thermo-chemischer Verfahren zu Bio-SNG und andererseits mit gängigen Verfahren zur Herstellung von Bio- H_2 aufgearbeitet werden.

Die DFB Gaserzeugung mittels Wasserdampf wurde schon mehrfach industriell zur gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme eingesetzt (z.B. Anlagen in Güssing, Oberwart, Senden, Anlagen in Thailand und Japan). Hier soll zum Unterschied zu diesen Anlagen aber der Fokus auf die Produkte Bio-SNG und Bio- H_2 gelegt werden. Bevor auf die Prozessketten näher eingegangen wird, soll eine typische Zusammensetzung des Produktgases aus der DFB Gaserzeugung für den Einsatzstoff naturbelassende holzartige Biomasse betrachtet werden. In der Abbildung 9 ist ein typisches Produktgas (nur wichtigste Komponenten) aus der DFB Gaserzeugung dargestellt. In linken Teil der Abbildung 9 ist die volumetrische Zusammensetzung und im rechten Teil die Aufteilung entsprechend den Energieanteilen zu sehen. Wie aus dieser Abbildung zu erkennen ist, beinhaltet das Produktgas aus dem DFB Gaserzeuger energiebezogen bereits ca. 30 % CH_4 ca. und 32 % H_2 . Je nachdem welches Produkt gewünscht wird (Bio-SNG bzw. Bio- H_2), kann/muss das Produktgas weiter aufgearbeitet werden.

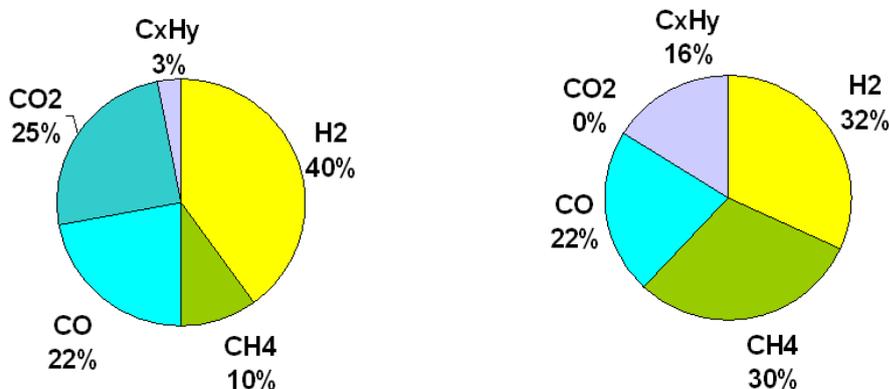


Abbildung 9: Typische Zusammensetzung eines Produktgases (trocken) der DFB Gaserzeugung aus naturbelassener holzartiger Biomasse, links: Volumenprozent, rechts Energieprozent.



Zur **Herstellung von Bio-SNG** erfolgt eine Erhöhung des Methananteiles durch Methanierung von CO mittels H_2 und – wenn genügend H_2 vorhanden ist – auch von CO_2 entsprechend den folgenden Gleichungen:



Zur von **Herstellung von Bio- H_2** kann der H_2 Anteil im Produktgas durch die folgenden chemischen Reaktionen erhöht werden:

a) Wassergas-Shift-Reaktion (WGS-Reaktion) aus CO und H_2O :



b) Dampfreformieren von CH_4 bzw. C_xH_y (Darstellung nur für CH_4):





5.2 Prozessketten

5.2.1 Prozesskette zur Erzeugung von SNG

Aus dem Produktgas der DFB Gaserzeugung lässt sich über den thermo-chemischen Weg vorteilhaft auch synthetisches Erdgas (Synthetic Natural Gas, SNG) herstellen. Wie bereits Eingangs dargestellt, besteht das Rohgas bereits zu ca. 10 Vol.-% Methan, was energetisch einen Anteil von ca. 30 % im Produktgas ausmacht. Unter Nutzung der in Glg. 1 und 2 dargestellten Reaktionen lässt sich der Methangehalt im Produktgas noch deutlich auf über 60 % energetisch steigern.

In der Abbildung 10 ist ein diesbezügliches Fließbild dargestellt. Als Einsatzstoff wird hier, wie bereits erwähnt, naturbelassene holzartige Biomasse angenommen. Aus den bisherigen Erfahrungen mit DFB Gaserzeugungsanlagen hat sich ein Wassergehalt von ca. 20 % als gut geeignet erwiesen. Ausgehend von einem Hackgut (z.B. P16 oder P45) ist daher ein **Trockner** vorgesehen, da bei erntefrischer Biomasse von einem Wassergehalt von 40-45 % auszugehen ist. Für die Trocknung wird Abwärme aus dem Prozess verwendet (z.B. aus dem Tischkühler des RME-Wäschers).

Das getrocknete Hackgut wird anschließend in einer **Zweibettwirbelschicht (DFB)** mittels Wasserdampf bei ca. 800-850 °C in ein weitgehend stickstoffreies Produktgas überführt. Die DFB Gaserzeugung besteht aus zwei Wirbelschichten, der Wirbelschicht zur Gaserzeugung und einer Wirbelschichtfeuerung. Der Gaserzeuger wird mit Dampf fluidisiert und es entsteht ein hochwertiges, praktisch stickstoffreies Produktgas. Die Gaserzeugung ist insgesamt gesehen ein endothermer Vorgang, d.h. er benötigt Wärme. Diese Wärme wird in der Wirbelschichtfeuerung (betrieben mit ca. 900-950 °C) erzeugt, die mit Luft fluidisiert wird. Diese Wärme wird mit dem zwischen den beiden Wirbelschichten zirkulierendem Bettmaterial von der Wirbelschichtfeuerung in den Gaserzeuger transportiert. Als Bettmaterial wird typischerweise Olivinsand (Partikeldurchmesser 250 – 500 µm) eingesetzt.

Das **Produktgas** verlässt den Gaserzeuger mit ca. 820 °C und wird in einem mehrstufigen Kühler auf ca. 180 °C abgesenkt und anschließend in einem **Schlauchfilter** vom Staub (Flugkoks) befreit. Dabei muss beachtet werden, dass es weder am Eintritt (Hochtemperaturerweichung) noch am Austritt (Teerkondensation) zu Anbackungen kommt. Die Nutzung der aus dem Produktgas abgeführten Wärme erfolgt meist für interne Zwecke (siehe dazu auch Nutzung der Abgaswärme). In einem ein- oder zweistufigen **RME/Wasser-Wäscher** wird ein Großteil des Teers entfernt und gesättigtes RME in der Wirbelschichtfeuerung entsorgt bzw. zur Wärmebereitstellung genutzt. Auch die in Wasser löslichen gasförmigen Bestandteile (z.B. NH₃, HCl) können hier großteils entfernt werden. Weiters wird auch gereinigtes Produktgas in die Wirbelschichtfeuerung rückgeführt, um die Temperatur im Gaserzeugungsreaktor auf dem gewünschten Wert zu halten bzw. einstellen zu können.



Danach wird der Druck leicht erhöht (max. 5 bar) und in einem **Aktivkohle/Zinkoxid Festbett** eine Entfernung von noch vorhandenen Spuren von Teer und H₂S vorgenommen, um den Katalysator im anschließenden **Methanierungsreaktor** vor Vergiftung und Deaktivierung zu schützen. Dieser Adsorber arbeitet im Temperaturwechsel (TSA), wozu mehrere Adsorber benötigt werden. Während einer beladen wird, können andere regeneriert werden. Zur Regeneration wird Dampf direkt eingeblasen und das bei der Regeneration austretende Gas in die Wirbelschichtbrennkammer zur Entsorgung geführt. Als Reaktortyp für die Methanierung wird hier eine Wirbelschicht vorgeschlagen, da damit die Temperatur der exothermen Reaktion gut kontrolliert werden kann. Als Bettmaterial soll ein Nickelkatalysator zum Einsatz kommen, wobei 350 °C eine bevorzugte Betriebstemperatur darstellt. Da bei der Methanierungsreaktion neben Methan auch Wasser entsteht wird dieses in einem anschließenden **Kondensator** abgeschieden.

Die Aufbereitung des Roh-SNG erfolgt mit einem **Aminwäscher** zur Entfernung von CO₂. Anschließend wird er Druck erhöht (ca. 10 - 40 bar, je nach Bedarf, angepasst an die Gegebenheiten des Gasnetzes) und mittels **Glykolwäscher** eine Trocknung durchgeführt. In einer **Membrananlage** kann optional noch der restliche Wasserstoff entfernt werden, bevor das SNG in das Erdgasnetz eingespeist wird. Bisher war der H₂ Gehalt im Gasnetz auf 4 % beschränkt, nach der neuen Einspeiserichtlinie kann der Wasserstoffgehalt nun 10 % betragen. Dies würde bedeuten, dass die Membrananlage nicht mehr erforderlich ist. Das **Abgas** verlässt die Wirbelschichtverbrennung mit einer Temperatur von ca. 900 °C und wird in mehreren Kühlstufen (Beispielhaft Dampferzeuger und Kühler) dargestellt (kann auch anders konfiguriert werden) auf ca. 150 bis 200 °C abgekühlt. Die Wärme, die durch diese **Wärmetauscher** dem Abgas entzogen wird, kann für verschiedene Zwecke benutzt werden, wie z.B. zur Dampferzeugung bzw. Dampfüberhitzung, Luftvorwärmung, Trocknung der Biomasse etc. oder diese kann auch exportiert werden. Nach der Abkühlung werden aus dem Abgasstrom mit Hilfe eines **Schlauchfilter** die Partikel abgeschieden und als Asche entfernt. Schließlich kann das gereinigte Abgas mittels eines Gebläses (Saugzug) über einen Kamin in die Umgebung abgeführt werden.

Die in der Abbildung 10 und in den Tabellen 4 und 5 angegebenen Zahlenwerte beziehen sich auf eine Anlage mit ca. 10 WM Biomasseinput.

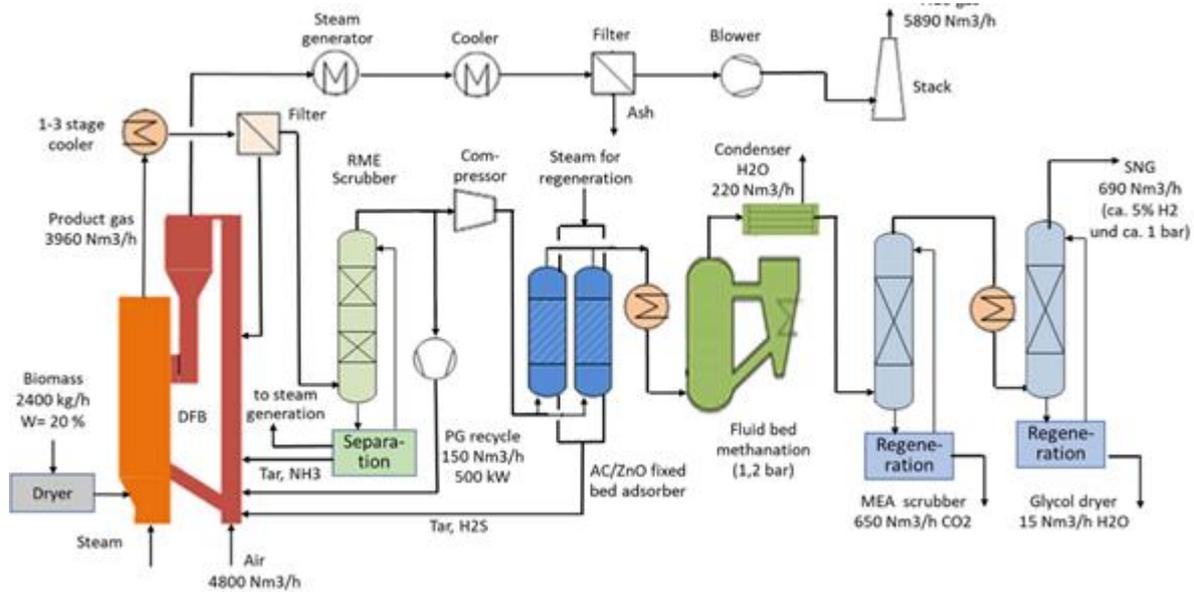


Abbildung 10: Prozesskette für die thermo-chemische Methanierung

Anlageninput

Anlageninput		
Parameter	Einheit	Wert
Holzhackgut vor Trocknung (w=40 %)	kg/h	3200
Holzhackgut nach Trocknung (w=20 %)	kg/h	2400
Holzhackgut Trockensubstanz (w=0 %)	kg/h	1920
Holzhackgut (chemische Leistung - vor Trocknung)	kW	9333
Holzhackgut (chemische Leistung - nach Trocknung)	kW	10000
Stromverbrauch	kW	500
Verbrennungsluft	Nm³/h	4800
Frisches Bettmaterial (Olivin - Kalk)	kg/h	17
Zusatzbrennstoff	kg/h	0
Frischwasser	kg/h	5600
Frisches RME*	kg/h	20
Frisches Amin (MEA)*	kg/h	0,0008
Frisches Glykol*	kg/h	0,0025

*) grobe Richtwerte, abhängig vom jeweiligen Produkt bzw. Hersteller, daher vom Hersteller erfragen

Tabelle 4: Stoffströme in die Anlage bei Bio-SNG Produktion

Anlagenoutput

Anlagenoutput		
Parameter	Einheit	Wert
SNG	Nm ³ /h	690
SNG (chemische Energie)	kW	6632
Wirkungsgrad SNG	%	66,3
Abgas	Nm ³ /h	5890
Asche und Staub vom Abgasfilter	kg/h	33
Abgeschiedenes Wasser im Biomasse-Trockner bei w=40 %	kg/h	800
CO ₂ aus Aminwäscher	Nm ³ /h	650
MEA Verluste	kg/h	0,0008
Glykol Verluste	kg/h	0,0025
Entferntes H ₂ S & Teer im Aktivkohlefilter	kg/h	3,4
Export von Wärme*	kW	ca. 2000

* Der größte Teil der anfallenden Wärme wird intern genutzt. Da die genaue Festlegung der Wärmeverschlaltung der Anlage in dieser Phase nicht vorgesehen ist (Simulation erforderlich), handelt es sich hier um einen groben Schätzwert.

Tabelle 5: Stoffströme aus der Anlage bei Bio-SNG Produktion

5.2.2 Prozesskette zur Maximierung von Bio-Wasserstoff

Soll die Ausbeute an Bio-H₂ maximiert werden, müssen die beiden oben angeführten Reaktionen – nämlich sowohl die WGS-Reaktion (Glg. 3) als auch die Dampfreformierung (Glg. 4) durchgeführt werden. Darüber hinaus müssen alle anderen Komponenten bzw. Verunreinigungen abgetrennt werden, um Bio-H₂ mit einer Reinheit von 99,97 % (nach ISO 14687:2019-11) zu erhalten. In der Abbildung 3 ist ein vereinfachtes Fließbild für eine derartige maximierte Bio-H₂ Produktion zu sehen.

Als Eisatzstoff wird hier analog zum ersten Fall, naturbelassene holzartige Biomasse angenommen. In analoger Weise wird hier ein **Trockner** und bereits beschriebene **Zweibettwirbelschicht (DFB)** mittels Wasserdampf vorgesehenen.

Das **Produktgas** verlässt den Gaserzeuger mit ca. 820 °C und wird in mehreren Stufen abgekühlt (meist 2-3 stufiger **Kühler**). Dabei muss beachtet werden, dass es weder am Eintritt (Hochtemperaturerweichung) noch am Austritt (Teerkondensation) zu Anbackungen kommt. Je nach dem nachfolgenden **Filter** zur Abscheidung der aus der Wirbelschicht ausgetragenen Partikel erfolgt eine Abkühlung auf ca. 200 °C (für Schlauchfilter) oder nur auf ca. 400 °C (Filter mit keramischen Kerzen). Letzteres ist Abb. 3 angenommen, da für die nachfolgende Wassergas-Shift(WGS)-Reaktion eine Eintrittstemperatur von ca. 400 °C als günstig angesehen wird. Im Fall eines Schlauchfilters muss noch eine entsprechende Aufheizung vor dem WGS-Reaktor vorgesehen werden. Die Nutzung der aus dem Produktgas abgeführten Wärme erfolgt meist für interne Zwecke (siehe dazu auch Nutzung der Abgaswärme).



Der **WGS-Reaktor** wird meist 2-stufig ausgeführt, um möglichst hohe Umsätze entsprechend Glg. 1 zu erhalten. Dabei handelt es sich um Festbetten mit einem $\text{Fe}_2\text{O}_3/\text{Cr}_2\text{O}_3/\text{CuO}$ Katalysator (z.B. Shift-Max 120 HCF). Die erste Stufe wird bei 400 °C (günstig für die Reaktionsgeschwindigkeit), danach erfolgt eine Kühlung und der nachfolgende Reaktor wird bei ca. 300 °C (günstig für das chemische Gleichgewicht) betrieben.

Danach tritt das nun wasserstoffreiche Gas in einen **RME Wäscher** ein. Darin wird Teer abgeschieden und im RME gelöst. Der mit Teer gesättigte RME wird in der Wirbelschichtfeuerung verbrannt und liefert einen Teil der benötigten Wärme für die Gaserzeugung. Das Produktgas wird hier möglichst tief abgekühlt (z.B. auf 5 °C) um das im Überschuss vorhandene Wasser zu kondensieren. Diese Kühlung kann mittels Wärmetauscher im Produktgas und/oder mittels RME, das im Kreislauf geführt und gekühlt wird, erfolgen. Die Abscheidung des Wassers ist für die nachfolgende Kompression vorteilhaft. Im Bedarfsfall kann hier auch NH_3 entfernt werden.

Ein **Kompressor** erhöht anschließend den Druck des Produktgases auf 10-15 bar, der für den nachfolgenden Absorptions- und Adsorptionsprozess von Vorteil ist. Ein klassischer **Aminwäscher** (Waschflüssigkeit: Monoethanolamin MEA) dient zur Entfernung von CO_2 (große Menge) und H_2S (kleine Menge). Diese Aminwäsche besteht aus zwei Kolonnen, einem Adsorber zur Aufnahme der abzuscheidenden Stoffe, und einem Desorber zur Regeneration des Waschmittels bzw. zur Abgabe von CO_2 und H_2S .

Die danach anschließende **Druck-Wechsel-Adsorptions-Anlage** (Pressure-Swing-Adsorption PSA) dient der sauberen Abtrennung des Wasserstoffes in der erforderlichen Reinheit. Hier wird eine Reinheit von 99,97 % H_2 angestrebt, sodass damit Brennstoffzellen betrieben werden können. Der Wasserstoff tritt hier mit dem im Kompressor vorgesehenen Druck, vermindert um die Strömungswiderstände in den Rohrleitungen bzw. Apparaten, aus (ca. 10-15 bar). Die in der PSA abgeschiedenen Restgase liegen mit Umgebungsdruck vor und werden zum Teil als Brennstoff für die Wirbelschichtfeuerung genutzt, um die notwendige Wärme für die angestrebte Temperatur im Gaserzeugungsreaktor zu decken. Der Rest wird in einen Dampf-Reformer geleitet, um die noch darin vorhandenen Kohlenwasserstoffe zu reformieren und zusätzlichen Bio- H_2 zu gewinnen.

Der **Dampf-Reformer** dient dazu, den Wasserstoff, der noch in den Kohlenwasserstoffen gebunden ist, freizusetzen. Dazu wird eine Festbettreaktor benutzt, der bei ca. 900 °C betrieben wird und mit einem Ni-Katalysator ausgestattet ist. Dabei läuft die in der Glg. 2 dargestellte Reaktion ab. Da das Restgas aus der PSA bei Umgebungstemperatur vorliegt, muss dieses entsprechend erwärmt werden (häufig durch indirekte Beheizung mit einem Teilstrom des Restgases) und nach der Reaktion wieder gekühlt werden. Dies soll durch die **Wärmetauscher** vor und nach dem Dampf-Reformer symbolisiert werden. Das reformierte Restgas kann dann

sinnvoller Weise vor dem WGS-Reaktor aufgegeben werden und erhöht somit den Wasserstoffanteil.

Das **Abgas** verlässt die Wirbelschichtverbrennung mit einer Temperatur von ca. 900 °C und wird in mehreren Kühlstufen (nicht getrennt dargestellt) auf ca. 150 bis 200 °C abgekühlt. Die Wärme, die durch diese **Wärmetauscher** dem Abgas entzogen wird, kann für verschiedene Zwecke benutzt werden, wie z.B. zur Dampferzeugung bzw. Dampferüberhitzung, Luftvorwärmung, Trocknung der Biomasse etc. oder diese kann auch exportiert werden. Nach der Abkühlung werden aus dem Abgasstrom mit Hilfe eines **Schlauchfilter** die Partikel abgeschieden und als Asche entfernt. Schließlich kann das gereinigte Abgas mittels eines Gebläses (Saugzug) über einen Kamin in die Umgebung abgeführt werden.

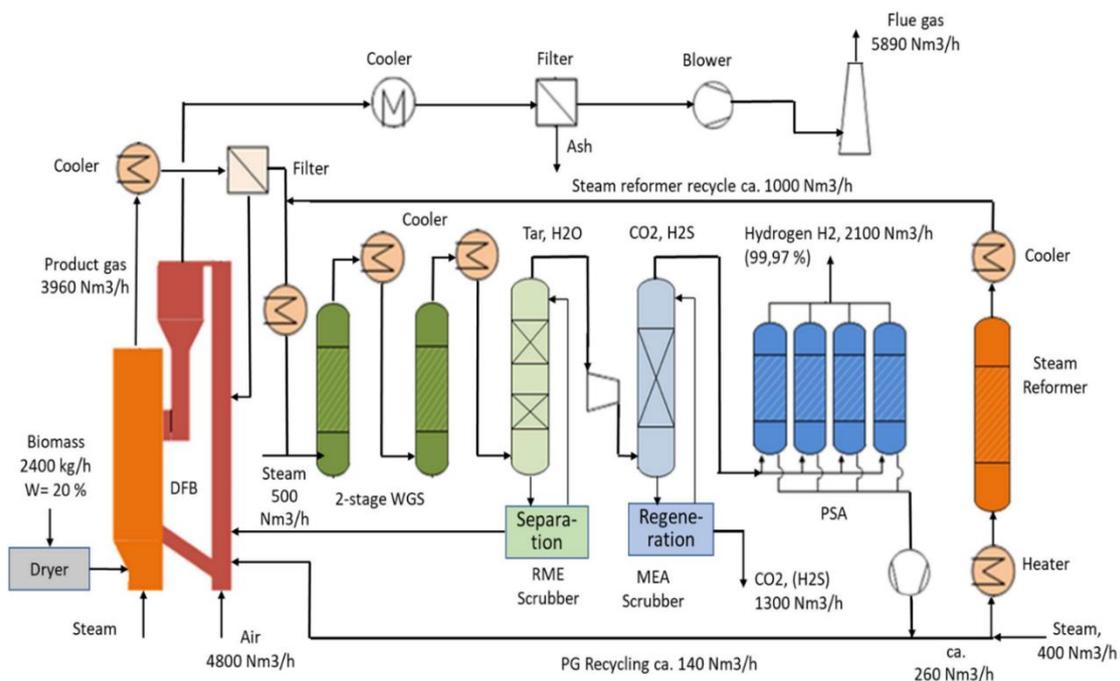


Abbildung 11: Prozesskette zur Maximierung von Bio-H₂

5.2.3 Prozessketten zur Erzeugung von Bio-H₂, elektrischen Strom und Wärme

Die folgenden Prozessketten sollen Möglichkeiten zur gleichzeitigen Herstellung von Bio-H₂, Bio-Strom und Wärme dienen. Ausgehend vom Fall B, wo eine Maximierung des Bio-H₂ erfolgt ist, kann auf eine Erhöhung des Wasserstoffanteil durch eine Dampf-Reformierung (Abbildung 12) und zusätzlich auch auf den Wasser-Gas-Shift Reaktor (Abbildung 13) verzichtet werden. Damit wird sukzessive das Restgas ansteigen und die BioH₂-Ausbeute absinken. Das Restgas wird in einem Gasmotor zur Strom- und Wärmeerzeugung (auch für den Export) genutzt wird.

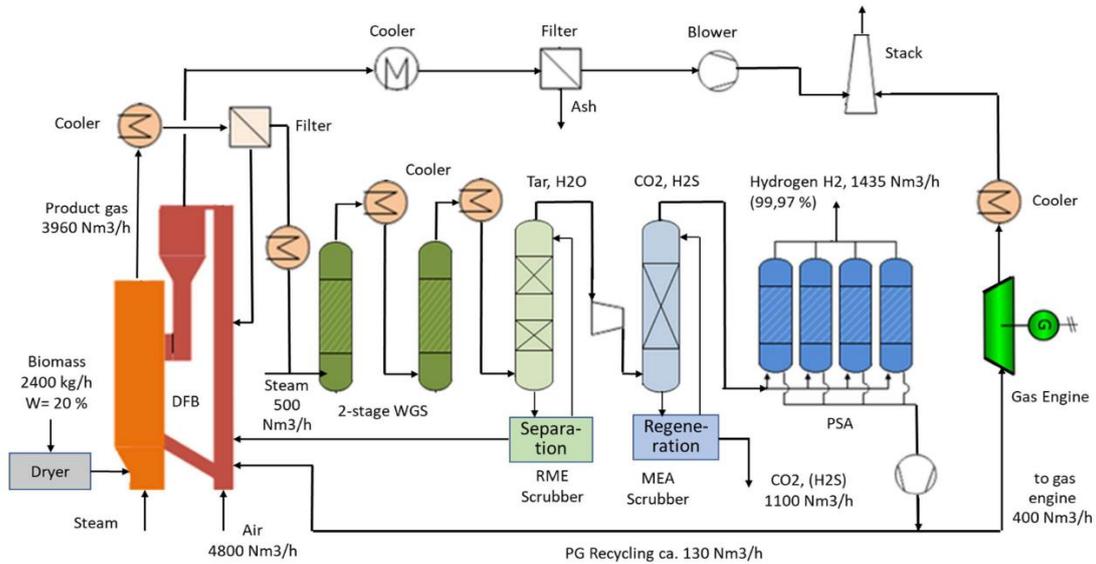


Abbildung 12: Prozesskette für Bio-H₂, Strom- und Wärmeerzeugung (ohne Dampf-Reformer)

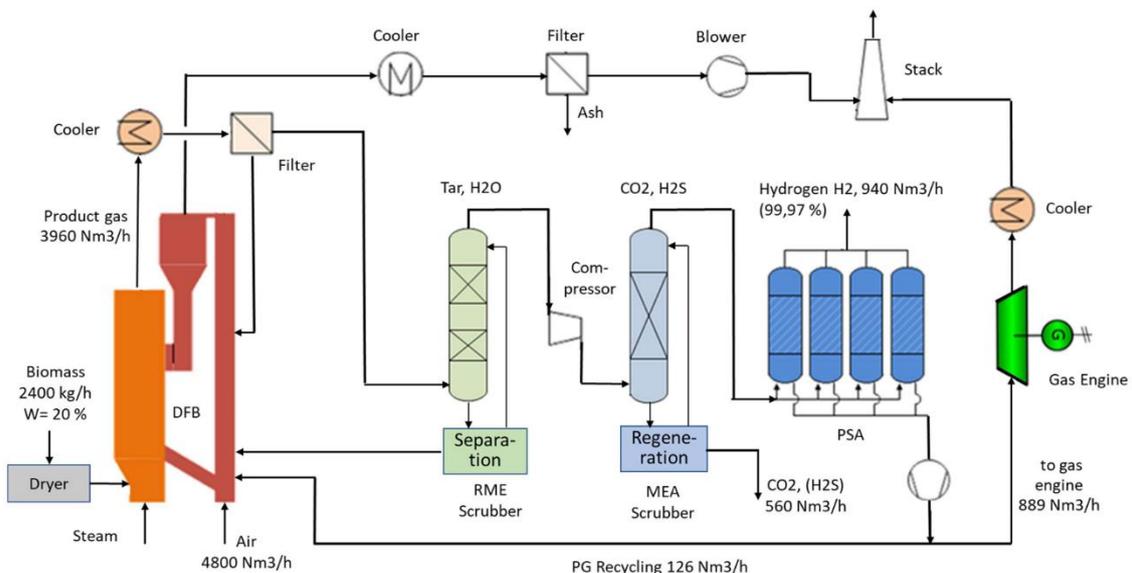


Abbildung 13: Prozesskette für BioH₂, Strom- und Wärmeerzeugung (ohne Dampf-Reformer und ohne WGS-Reaktor)

Die in den Abbildungen 11-13 und in den Tabellen 6 und 7 angegebenen Zahlenwerte beziehen sich auf eine Anlage mit ca. 10 WM Biomasseinput.

Anlageninput

Anlageninput		
Parameter	Einheit	Wert
Holzhackgut vor Trocknung (w=40 %)	kg/h	3200
Holzhackgut nach Trocknung (w=20 %)	kg/h	2400
Holzhackgut Trockensubstanz (w=0 %)	kg/h	1920
Holzhackgut (chemische Leistung - vor Trocknung)	kW	9333
Holzhackgut (chemische Leistung - nach Trocknung)	kW	10000
Stromverbrauch	kW	1100
Verbrennungsluft	Nm ³ /h	4800
Frisches Bettmaterial (Olivin - Kalk)	kg/h	17
Zusatzbrennstoff	kg/h	0
Frischwasser	kg/h	5600 /6600
Frisches RME*	kg/h	20
Frisches Amin (MEA)*	kg/h	0,0008

*) grobe Richtwerte, abhängig vom jeweiligen Produkt bzw. Hersteller, daher vom Hersteller erfragen

Tabelle 6: Stoffströme in die Anlage bei Bio-H₂ Produktion

Anlagenoutput

Parameter	Einheit	Wert
Mit WGS und Reformer		
Bio-H ₂	kg/h	188
Bio-H ₂	Nm ³ /h	2100
Bio-H ₂	kW	6288
Restgas zum Motor		
Normvolumenstrom	Nm ³ /h	0
Heizwert	MJ/Nm ³	0
Gasleistung	MW	0
Elektrischer Strom	MW	0
Mit WGS und ohne Reformer		
Bio-H ₂	kg/h	128
Bio-H ₂	Nm ³ /h	1435
Bio-H ₂	kW	4297
Restgas zum Motor		
Normvolumenstrom	Nm ³ /h	394
Heizwert	MJ/Nm ³	28,4
Gasleistung	MW	3,1
Elektrischer Strom	MW	0,78
Ohne WGS und ohne Reformer		
Bio-H ₂	kg/h	84
Bio-H ₂	Nm ³ /h	940
Bio-H ₂	kW	2815
Restgas zum Motor		
Normvolumenstrom	Nm ³ /h	889
Heizwert	MJ/Nm ³	28,4
Gasleistung	MW	7,0
Elektrischer Strom	MW	1,75

Tabelle 7: Stoffströme aus der Anlage bei Bio-H₂ Produktion

6 Investitionskosten (Stand 2021)

Die Ermittlung der Investkosten basiert einerseits auf die Erfahrung bei der Errichtung bestehender DFB Vergasungsanlagen und andererseits durch Anfragen bei Anlagenlieferanten für die Wasserstoff-Prozess-Kette und Prozesskette für die chemisch/katalytische Methanierung. Es wurde darauf geachtet, dass bei der Preisfindung nicht das niedrigste Preisniveau angesetzt wurde, sondern Schwankungsbreiten eingerechnet sind um hier auf der sicheren Seite zu liegen.

6.1 Erzeugung von SNG mittels thermo-chemischer Methanierung

Planung	€ 1 800 000
Infrastruktur (inkl. Grundstück)	€ 1 320 000
<hr/>	
DFB Einheit	
Trockner	€ 194 000
Brennstoffsystem	€ 792 000
Vergasereinheit	€ 584 000
Kühler	€ 254 000
Dampfüberhitzer, Luvo	€ 240 000
Filter	€ 384 000
Wäscher	€ 164 000
Rohrleitungen / Armaturen	€ 1 296 000
Bautechnik	€ 1 330 000
E-Technik	€ 452 000
Leittechnik	€ 570 000
Montage	€ 900 000
Stahlbau	€ 1 250 000
IBS	€ 600 000
<hr/>	
BioSNG Einheit	€ 9 110 000
<hr/>	
GESAMT	€ 21 240 000

Tabelle 8: Kosten für die Erzeugung von SNG mittels thermo-chemischer Methanierung



6.2 Maximierung von BioH₂ mit WGS, mit Reformer

Planung	€ 1.650.000
Infrastruktur (inkl. Grundstück)	€ 1.480.000
DFB Einheit	
Trockner	€ 194.000
Brennstoffsystem	€ 792.000
Vergasereinheit	€ 584.000
Kühler	€ 254.000
Dampfüberhitzer, Luvo	€ 240.000
Filter	€ 384.000
Wäscher	€ 164.000
Rohrleitungen / Armaturen	€ 1.296.000
Bautechnik	€ 1.330.000
E-Technik	€ 452.000
Leittechnik	€ 570.000
Montage	€ 900.000
Stahlbau	€ 1.250.000
IBS	€ 600.000
H ₂ Prozesskette	€ 6.260.000
H ₂ Speicher	€ 140.000
Übernahmestaion für Trailer	€ 840.000
GESAMT	€ 19.380.000

Tabelle 9: Kosten für die Maximierung von BioH₂ mit WGS, mit Reformer

6.3 Erzeugung von BioH₂ und Strom mit WGS, ohne Reformier

Planung	€ 1.650.000
Infrastruktur (inkl. Grundstück)	€ 1.480.000
DFB Einheit	
Trockner	€ 194.000
Brennstoffsystem	€ 792.000
Vergasereinheit	€ 584.000
Kühler	€ 254.000
Dampfüberhitzer, Luvo	€ 240.000
Filter	€ 384.000
Wäscher	€ 164.000
Rohrleitungen / Armaturen	€ 1.296.000
Bautechnik	€ 1.330.000
E-Technik	€ 452.000
Leittechnik	€ 570.000
Montage	€ 900.000
Stahlbau	€ 1.250.000
IBS	€ 600.000
Motor inkl. Nebenanlagen (800 kW)	€ 860.000
H ₂ Prozesskette (ohne Reformier)	€ 5.610.000
H ₂ Speicher	€ 140.000
Übernahmestaion für Trailer	€ 840.000
GESAMT	€ 19.590.000

Tabelle 10: Kosten für die Erzeugung von BioH₂ und Strom mit WGS, ohne Reformier

6.4 Erzeugung von BioH₂ und Strom ohne WGS, ohne Reformer

Planung	€ 1.650.000
Infrastruktur (inkl. Grundstück)	€ 1.480.000
<hr/>	
DFB Einheit	
Trockner	€ 194.000
Brennstoffsystem	€ 792.000
Vergasereinheit	€ 584.000
Kühler	€ 254.000
Dampfüberhitzer, Luvo	€ 240.000
Filter	€ 384.000
Wäscher	€ 164.000
Rohrleitungen / Armaturen	€ 1.296.000
Bautechnik	€ 1.330.000
E-Technik	€ 452.000
Leittechnik	€ 570.000
Montage	€ 900.000
Stahlbau	€ 1.250.000
IBS	€ 600.000
Motor inkl. Nebenanlagen (1800 kW)	€ 1.390.000
H ₂ Prozesskette (ohne WGS, ohne Reformer)	€ 4.810.000
H ₂ Speicher	€ 140.000
Übernahmestaion für Trailer	€ 840.000
GESAMT	€ 19.320.000

Tabelle 11: Kosten für die Erzeugung von BioH₂ und Strom ohne WGS, ohne Reformer



7 Fördermöglichkeiten

7.1 Umweltförderung in Österreich

Die Ziele der Umweltförderung bilden die Grundlage der Ausrichtung und der Förderung von Maßnahmen zum Schutz der Umwelt. Es werden folgende Ziele verfolgt:

- Schutz der Umwelt durch einen effizienten Einsatz von Energie und Ressourcen, durch Vermeidung oder Verringerung der Belastungen in Form von Luftverunreinigungen, klimarelevanten Schadstoffen (insbesondere Kohlendioxid aus fossilen Brennstoffen und andere zur Umsetzung gemeinschafts- und staatsvertragsrechtlicher Reduktionsziele relevante Gase), Lärm (ausgenommen Verkehrslärm) und Abfällen (Umweltförderung im Inland).
- Schutz der Umwelt durch materielle und immaterielle Leistungen bei Maßnahmen im Ausland, die der Umsetzung nationaler, gemeinschaftsrechtlicher oder internationaler Umwelt- und Klimaschutzziele dienen (internationale Klimafinanzierung)
- Schutz der Umwelt durch Sicherung und Sanierung von Altlasten (Altlastensanierungen)

Die Förderungen sollen einen größtmöglichen Effekt für den Umweltschutz bringen und im Besonderen Maßnahmen zur Energieeffizienz und ökologische Prioritäten berücksichtigen. Dabei ist bei den Maßnahmen auf das öffentliche Interesse am Umweltschutz, auf die technische Wirksamkeit sowie die betriebswirtschaftliche und volkswirtschaftliche Zweckmäßigkeit zu achten. Weiter ist auf die Art und das Ausmaß der Auswirkungen auf die Umwelt zu achten und die Verlagerung von Umweltbelastungen auf andere Bereiche zu verhindern. Anreize zur Entwicklung und Verbesserung umweltschonender, rohstoff- und energiesparender Technologien sollen berücksichtigt werden.

Zur Abwicklung der Förderungen wurden durch das Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK) in Abstimmung mit weiteren Bundesministerien Richtlinien entwickelt und folgende Organisationen mit der Förderabwicklung betraut:

- Kommunalkredit Public Consulting KPC
- Forschungs Förderungs Gesellschaft FFG
- Klima- und Energiefond KLIEN
- Austrian Wirtschafts Service AWS
- Wirtschaftsagentur Burgenland WIBUG



Mit dem Beschluss des Nationalrates vom 7. Juli 2021 – Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz EAG – wurde eine neue Fördermöglichkeit, speziell für den Bereich „Grüne Gase“ geschaffen.

Das Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie wird dazu eine neue EAG-Förderabwicklungsstelle installieren. Die Aufgaben dieser Förderabwicklungsstelle sind die Vergabe, Abwicklung und Kontrolle von Förderungen nach diesem EAG – Bundesgesetz.

Weiters wird eine eigene Servicestelle für erneuerbare Gase eingerichtet. Diese soll die Rahmenbedingungen für den Ausbau von erneuerbaren Gasen schaffen und die Produzenten bzw. Erzeuger erneuerbarer Gase informieren und beraten. Dazu zählen auch das Aufbereiten von Kriterien für Musterverträge, um sie den Produzenten bzw. Erzeugern von erneuerbaren Gasen für ihre Verträge über die Abnahme mit den Versorgern sowie mit den Anbietern von Finanzdienstleistungen zur Verfügung zu stellen.

Die Neuerrichtung einer Anlage zur Erzeugung von erneuerbarem Gas kann durch Investitionszuschüsse gefördert werden. Die jährlichen Fördermittel für diese Investitionszuschüsse betragen mindestens 30 Mio. €. Die Höhe des Investitionszuschusses darf nicht mehr als 45% der umweltrelevanten Mehrkosten betragen.

Neu errichtete und repowerte Anlagen auf Basis von Biomasse mit einer Engpassleistung unter 0,5 MWel, die die allgemeinen Fördervoraussetzungen erfüllen, können auf Antrag durch Marktprämie gefördert werden.

Um die Produktionskapazitäten für erneuerbare Gase zu steigern, werden im EAG erste Anreize gesetzt. Ziel ist es, im Jahr 2030 mindestens 5 TWh erneuerbare Gase in Österreich zu produzieren. Die Anreize im EAG sollen in weiterer Folge durch eine Quotenverpflichtung für Gasversorger ergänzt werden.

Auch das Gaswirtschaftsgesetz bringt Erleichterungen bei der Einspeisung Grüner Gase ins Erdgasnetz:

Beim Netzanschluss von neu zu errichtenden Anlagen zur Erzeugung und Aufbereitung von erneuerbarem Gas entsprechend den Anforderungen der anwendbaren Regeln der Technik gemäß § 7 Abs. 1 Z 53 GWG 2011 sind bis zu einem Netzanschlussquotienten von 60 lfm/m³CH₄-eq/h vereinbarter jährlich ins Gasnetz einzuspeisender Energiemenge die Kosten für folgende Komponenten vom Netzbetreiber zu tragen:

1. der Netzzutritt für die Einspeisung von erneuerbaren Gasen,
2. die Mengemessung,
3. die Qualitätsprüfung,



4. eine allfällige Odorierung,
5. für die kontinuierliche Einspeisung notwendige Verdichterstationen oder Leitungen.

Diese Kosten sind bei der Festsetzung der Systemnutzungsentgelte gemäß den Bestimmungen des 5. Teils dieses Bundesgesetzes anzuerkennen. Für eine Gruppe mehrerer Anlagen, die um einen gemeinsamen Anschlussverbund ansuchen, kann ein gemeinsamer Anschlussquotient gelten. Die ab einer Netzanschlusslänge von über 3 km anfallenden Kosten für den zusätzlichen Leitungsbau sind vom Einspeiser zu entrichten. Diese Grenze gilt nicht für Gruppen mehrerer Anlagen, die um einen gemeinsamen Anschlussverbund ansuchen.

7.2 Fördermöglichkeiten in der EU

Klimawandel und Umweltzerstörung sind existenzielle Bedrohungen für Europa und die Welt. Mit dem europäischen Grünen Deal wollen wir daher den Übergang zu einer modernen, ressourceneffizienten und wettbewerbsfähigen Wirtschaft schaffen, die

- bis 2050 keine Netto-Treibhausgase mehr ausstößt,
- ihr Wachstum von der Ressourcennutzung abkoppelt,
- niemanden, weder Mensch noch Region, im Stich lässt.

Der europäische Grüne Deal führt uns auch aus der Corona-Krise: **Ein Drittel** der Investitionen aus dem Aufbaupaket NextGenerationEU und dem Siebenjahreshaushalt der EU mit einem Umfang von insgesamt **1,8 Billionen EUR** fließt in den Grünen Deal.

Um dies zu erreichen, hat sich die Kommission folgende Ziele gesteckt:

- Verbund der Energiesysteme und besser verzahnte Netze zur Förderung erneuerbarer Energiequellen
- **Förderung innovativer Technologien und moderner Infrastruktur**
- Verbesserung der **Energieeffizienz** und des **Ökodesigns** von Produkten
- **Dekarbonisierung des Gassektors**
- Förderung von **EU-Energiestandards und -technologien** auf globaler Ebene
- Ausschöpfung des vollen Potenzials der Offshore-Windenergie in Europa

Förderstellen zum Thema Grüne Gase sind:

- die Europäische Investitions Bank EIB
- der EU Innovation Fund
- das Programm IPCEI (speziell für Wasserstoff)



Zu den Förderungen kann aus heutiger Sicht klar gesagt werden, dass aufgrund der neuen Rahmenbedingungen einer österreichischen Förderung der Vorzug zu geben ist. Sowohl die Förderintensität als auch die Abwicklungsgeschwindigkeit ist eindeutig besser im Vergleich zu den Fördermöglichkeiten in der EU.

Da eine Doppelförderung ausgeschlossen ist, wird für dieses Projekt eine österreichische Förderschiene empfohlen.



8 Betriebskosten

Die Berechnungen der Betriebskosten basieren auf Erfahrungswerte im langjährigen Betrieb bestehender DFB Vergasungsanlagen, im Speziellen aus dem Betrieb der DFB Anlage und dem Testbetrieb der BioSNG Anlage, beide in Güssing.

Ein wesentlicher Teil der Betriebskosten und damit der größte Faktor für die Wirtschaftlichkeit stellt der Biomassepreis dar. Durch die Verwendung der regional vorhandenen biogenen Reststoffe kann der Preis nachhaltig gesichert werden.

Neben den Biomassekosten stellen die Betriebsmittelkosten einen großen Posten dar. Zu den Betriebsmitteln zählen: das Bettmaterial in Form von Olivin, Steinmehl zum Schutz der Filter, Raps-Methyl-Ester (RME) als Wäschermedium, Wasser, Heizöl zum Starten der Anlage, aber auch die Entsorgung von Asche und Abwasser sind hier eingerechnet. Da hier CO² zum Inertisieren der Anlage geplant ist, fallen keine Kosten für flüssigen Stickstoff an.

Für die Wartung und Instandhaltung der Anlage wird eine Summe von 1% der Investitionskosten veranschlagt. Bei den Kosten für die Wartung wurde berücksichtigt, dass sehr viele Wartungstätigkeiten vom Betriebspersonal der Anlage durchgeführt werden.

Das Personal der Anlage setzt sich zusammen aus der Geschäftsführung bzw. Betriebsleitung plus 5 Personen für den Betrieb (mit unterschiedlicher Ausbildung). Die Personalkosten sind an die regionalen Verdienstverhältnisse angepasst.

Die jährlichen Strombezugskosten für den Eigenstrombedarf wurden mit einem Strompreis von 12 cent/kWh berechnet. Die zu erwartenden Einsparungen aufgrund des kürzlich beschlossenen Erneuerbaren Ausbau Gesetzes (regionaler Stromkauf - dadurch niedrigere Netzkosten) wurden hier noch nicht berücksichtigt. Der Eigenstrombedarf ist durch eine teilweise Eigenstromerzeugung in den einzelnen Varianten sehr unterschiedlich.

Beim Sonstigen Aufwand sind Kosten für die Administration, Versicherungen, staatliche Abgaben, Beratungshonorare, etc. berücksichtigt. Die Betriebskosten werden entweder abhängig von den Betriebsstunden der Anlage berechnet und deshalb pro Tonne bzw. pro Stunde angegeben, oder sind Fixkosten.

Die Betriebskosten der einzelnen Varianten werden im Detail bei den Cash Flow Berechnungen dargestellt.

Beim Energieverkauf kann generell gesagt werden, dass derzeit die österreichischen Energieabnehmer aufgrund der kommenden gesetzlichen Rahmenbedingungen wie z.B. Gasgesetz und Wasserstoffstrategie, in Wartestellung sind. Sowohl die



Gasnetzbetreiber aufgrund der kommenden Quotenregelung für grüne Gase, als auch die Industrie bereiten sich aber bereits darauf vor.

Die bisher geführten Gespräche zeigen einen klaren Trend beim grünen Erdgas zur Einspeisung in bestehende Erdgasnetze. Die technischen Einspeisebedingungen dafür sind bereits im Erneuerbaren Ausbau Gesetz geregelt. **Es ist mit Abnahmepreisen von 9 bis 11 Cent/kWh zu rechnen.**

Für die Abnahme von grünem Wasserstoff wird in naher Zukunft nur die Industrie in Frage kommen. Es ist aufgrund einer neuen Regelung zwar möglich 10% Wasserstoff ins Gasnetz einzuspeisen, aber es dafür derzeit keine Abnehmer in Sicht. Da sich die Industrie aufgrund kommender CO₂ Abgaben auf die Umstellung von grauem auf grünem Wasserstoff vorbereitet, ist mit einer Abnahme in naher Zukunft zu rechnen. Der Transport von Wasserstoff wird aber nach wie vor über LKW – Trailer erfolgen. Die Gespräche mit den großen Gashändlern wie: Air Liquide, Linde oder Messer zeigten ein großes Interesse zur künftigen Abnahme von grünem Wasserstoff. **Hier ist mit Abnahmepreisen von 5 bis 7 €/kg zu rechnen.**



9 Cash Flow

Nachstehend werden alle Varianten in einer Cash Flow Berechnung für eine Laufzeit von 15 Jahren dargestellt:

9.1 SNG mittels thermo-chemischer Methanierung

DFB ANLAGE
zur Erzeugung GRÜNER GASE aus Holz
Grobanalyse

Fall A: SNG mittels Thermo-chemischer Methanierung

Kalkulationsgrundlagen

Brennstoffkapazität:	10,00 MW		
BioSNG	690 m ³ /h		
Nennleistung thermisch	2 000,00 kW		
Materialinput	1,92 Tonnen / Stunde atro		
Eigenstrombedarf	500,00 kW	max.	
Wärmetarif	0,025 € / kWh		
Tarif BioSNG	1,040 € / m ³	10,00	cent / kWh
Betriebsmittel	67,00 € / Betriebsstunde		
Personal	400 000,00 € / Jahr		
Rohstoff	70,00 € / Tonne atro		
Betriebsstunden	7 800,00 Stunden / Jahr		

Investition

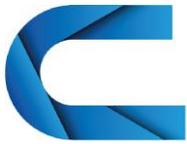
Gesamtinvestition	21 240 000,00 €
Förderungen	30,00 %
Eigenkapital	70,00 %
Fremdkapital	0,00 %



Cash-Flow Berechnung

ERRICHTUNG	Jahr 1	Jahr 2	Jahr 3	Jahr 4	Jahr 5
EINNAHMEN					
Erlös Stromverkauf	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Erlös Wärmeverkauf	390 000,00	390 000,00	390 000,00	390 000,00	390 000,00
Erlös BioSNG	5 597 280,00	5 597 280,00	5 597 280,00	5 597 280,00	5 597 280,00
Sonstige Erlöse	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
GESAMTEINNAHMEN	5 987 280,00				
AUFWENDUNGEN					
Rohstoff	-1 048 320,00	-1 048 320,00	-1 048 320,00	-1 048 320,00	-1 048 320,00
Betriebsmittel	-522 600,00	-530 439,00	-538 395,59	-546 471,52	-554 668,59
Wartung	-212 400,00	-216 648,00	-220 980,96	-225 400,58	-229 908,59
Personal	-400 000,00	-404 800,00	-409 657,60	-414 573,49	-419 548,37
Eigenstromverbrauch	-468 000,00	-472 680,00	-477 406,80	-482 180,87	-487 002,68
Sonstiger Aufwand	-48 000,00	-48 720,00	-49 450,80	-50 192,56	-50 945,45
GESAMTAUFWENDUNGEN	-2 699 320,00	-2 721 607,00	-2 744 211,75	-2 767 139,02	-2 790 393,68
INVESTITIONEN					
Gesamtinvestition	21 240 000,00				
Förderungen	6 372 000,00				
KAPITALBEDARF	14 868 000,00				
EIGENKAPITAL	14 868 000,00				
FREMDKAPITAL	0,00				
Jahresannuität	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CASH FLOW	3 287 960,00	3 265 673,00	3 243 068,26	3 220 140,98	3 196 886,32
CASH FLOW kumuliert	3 287 960,00	6 553 633,00	9 796 701,26	13 016 842,24	16 213 728,55
	Jahr 6	Jahr 7	Jahr 8	Jahr 9	Jahr 10
EINNAHMEN					
Erlös Stromverkauf	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Erlös Wärmeverkauf	390 000,00	390 000,00	390 000,00	390 000,00	390 000,00
Erlös BioSNG	5 597 280,00	5 597 280,00	5 597 280,00	5 597 280,00	5 597 280,00
Sonstige Erlöse	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
GESAMTEINNAHMEN	5 987 280,00				
AUFWENDUNGEN					
Rohstoff	-1 048 320,00	-1 048 320,00	-1 048 320,00	-1 048 320,00	-1 048 320,00
Betriebsmittel	-562 988,62	-571 433,45	-580 004,95	-588 705,03	-597 535,60
Wartung	-234 506,76	-239 196,90	-243 980,84	-248 860,45	-253 837,66
Personal	-424 582,95	-429 677,95	-434 834,08	-440 052,09	-445 332,72
Eigenstromverbrauch	-491 872,70	-496 791,43	-501 759,34	-506 776,94	-511 844,71
Sonstiger Aufwand	-51 709,63	-52 485,28	-53 272,56	-54 071,64	-54 882,72
GESAMTAUFWENDUNGEN	-2 813 980,67	-2 837 905,00	-2 862 171,77	-2 886 786,15	-2 911 753,41
INVESTITIONEN					
Gesamtinvestition					
Förderungen					
KAPITALBEDARF					
EIGENKAPITAL					
FREMDKAPITAL					
Jahresannuität	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CASH FLOW	3 173 299,33	3 149 375,00	3 125 108,23	3 100 493,85	3 075 526,59
CASH FLOW kumuliert	19 387 027,88	22 536 402,88	25 661 511,10	28 762 004,95	31 837 531,54
	Jahr 11	Jahr 12	Jahr 13	Jahr 14	Jahr 15
EINNAHMEN					
Erlös Stromverkauf	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Erlös Wärmeverkauf	390 000,00	390 000,00	390 000,00	390 000,00	390 000,00
Erlös BioSNG	5 597 280,00	5 597 280,00	5 597 280,00	5 597 280,00	5 597 280,00
Sonstige Erlöse	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
GESAMTEINNAHMEN	5 987 280,00				
AUFWENDUNGEN					
Rohstoff	-1 048 320,00	-1 048 320,00	-1 048 320,00	-1 048 320,00	-1 048 320,00
Betriebsmittel	-606 498,64	-615 596,11	-624 830,06	-634 202,51	-643 715,54
Wartung	-258 914,41	-264 092,70	-269 374,56	-274 762,05	-280 257,29
Personal	-450 676,71	-456 084,83	-461 557,85	-467 096,54	-472 701,70
Eigenstromverbrauch	-516 963,15	-522 132,79	-527 354,11	-532 627,66	-537 953,93
Sonstiger Aufwand	-55 795,96	-56 541,55	-57 389,67	-58 250,52	-59 124,28
GESAMTAUFWENDUNGEN	-2 937 078,88	-2 962 767,98	-2 988 826,25	-3 015 259,27	-3 042 072,74
INVESTITIONEN					
Gesamtinvestition					
Förderungen					
KAPITALBEDARF					
EIGENKAPITAL					
FREMDKAPITAL					
Jahresannuität	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CASH FLOW	3 050 201,12	3 024 512,02	2 998 453,75	2 972 020,73	2 945 207,26
CASH FLOW kumuliert	34 887 732,67	37 912 244,68	40 910 698,43	43 882 719,16	46 827 926,42

Tabelle 12: Cash Flow Berechnung SNG mittels thermo-chemischer Methanierung für die Laufzeit von 15 Jahren



9.2 Maximierung von BioH₂

DFB ANLAGE zur Erzeugung GRÜNER GASE aus Holz Grobanalyse

[

Fall B: Maximierung von Bio-H₂

Kalkulationsgrundlagen

Brennstoffkapazität:	10,00 MW		
Wasserstoff	2100 m ³ /h		
Nennleistung thermisch	2 000,00 kW		
Materialinput	1,92 Tonnen / Stunde		
Eigenstrombedarf	1600,00 kW	max.	
Wärmetarif	0,025 € / kWh		
Tarif H ₂	0,534 € / m ³	6,00	€ / kg
Betriebsmittel	48,00 € / Betriebsstunde		
Personal	400 000,00 € / Jahr		
Rohstoff	70,00 € / Tonne atro		
Betriebsstunden	7 800,00 Stunden / Jahr		

Investition

Gesamtinvestition	19 380 000,00 €
Förderungen	30,00 %
Eigenkapital	70,00 %
Fremdkapital	0,00 %



Cash-Flow Berechnung

ERRICHTUNG	Jahr 1	Jahr 2	Jahr 3	Jahr 4	Jahr 5
EINNAHMEN					
Erlös Stromverkauf	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Erlös Wärmeverkauf	390 000,00	390 000,00	390 000,00	390 000,00	390 000,00
Erlös Wasserstoff	8 746 920,00	8 746 920,00	8 746 920,00	8 746 920,00	8 746 920,00
Sonstige Erlöse	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
GESAMTEINNAHMEN	9 136 920,00				
AUFWENDUNGEN					
Rohstoff	-1 048 320,00	-1 048 320,00	-1 048 320,00	-1 048 320,00	-1 048 320,00
Betriebsmittel	-374 400,00	-380 016,00	-385 716,24	-391 501,98	-397 374,51
Wartung	-193 800,00	-197 676,00	-201 629,52	-205 662,11	-209 775,35
Personal	-400 000,00	-404 800,00	-409 657,60	-414 573,49	-419 548,37
Eigenstromverbrauch	-1 497 600,00	-1 512 576,00	-1 527 701,76	-1 542 978,78	-1 558 408,57
Sonstiger Aufwand	-48 000,00	-48 720,00	-49 450,80	-50 192,56	-50 945,45
GESAMTAUFWENDUNGEN	-3 562 120,00	-3 592 108,00	-3 622 475,92	-3 653 228,92	-3 684 372,25
INVESTITIONEN					
Gesamtinvestition	19 380 000,00				
Förderungen	5 814 000,00				
KAPITALBEDARF	13 566 000,00				
EIGENKAPITAL	13 566 000,00				
FREMDKAPITAL	0,00				
Jahresannuität	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CASH FLOW	5 574 800,00	5 544 812,00	5 514 444,08	5 483 691,08	5 452 547,75
CASH FLOW kumuliert	5 574 800,00	11 119 612,00	16 634 056,08	22 117 747,16	27 570 294,90
	Jahr 6	Jahr 7	Jahr 8	Jahr 9	Jahr 10
EINNAHMEN					
Erlös Stromverkauf	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Erlös Wärmeverkauf	390 000,00	390 000,00	390 000,00	390 000,00	390 000,00
Erlös Wasserstoff	8 746 920,00	8 746 920,00	8 746 920,00	8 746 920,00	8 746 920,00
Sonstige Erlöse	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
GESAMTEINNAHMEN	9 136 920,00				
AUFWENDUNGEN					
Rohstoff	-1 048 320,00	-1 048 320,00	-1 048 320,00	-1 048 320,00	-1 048 320,00
Betriebsmittel	-403 335,13	-409 385,16	-415 525,94	-421 758,82	-428 085,21
Wartung	-213 970,86	-218 250,28	-222 615,28	-227 067,59	-231 608,94
Personal	-424 582,95	-429 677,95	-434 834,08	-440 052,09	-445 332,72
Eigenstromverbrauch	-1 573 992,65	-1 589 732,58	-1 605 629,90	-1 621 686,20	-1 637 903,06
Sonstiger Aufwand	-51 709,63	-52 485,28	-53 272,56	-54 071,64	-54 882,72
GESAMTAUFWENDUNGEN	-3 715 911,23	-3 747 851,24	-3 780 197,76	-3 812 956,35	-3 846 132,65
INVESTITIONEN					
Gesamtinvestition					
Förderungen					
KAPITALBEDARF					
EIGENKAPITAL					
FREMDKAPITAL					
Jahresannuität	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CASH FLOW	5 421 008,77	5 389 068,76	5 356 722,24	5 323 963,65	5 290 787,35
CASH FLOW kumuliert	32 991 303,67	38 380 372,43	43 737 094,67	49 061 058,32	54 351 845,67
	Jahr 11	Jahr 12	Jahr 13	Jahr 14	Jahr 15
EINNAHMEN					
Erlös Stromverkauf	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Erlös Wärmeverkauf	390 000,00	390 000,00	390 000,00	390 000,00	390 000,00
Erlös Wasserstoff	8 746 920,00	8 746 920,00	8 746 920,00	8 746 920,00	8 746 920,00
Sonstige Erlöse	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
GESAMTEINNAHMEN	9 136 920,00				
AUFWENDUNGEN					
Rohstoff	-1 048 320,00	-1 048 320,00	-1 048 320,00	-1 048 320,00	-1 048 320,00
Betriebsmittel	-434 506,48	-441 024,08	-447 639,44	-454 354,94	-461 169,35
Wartung	-236 241,12	-240 965,94	-245 785,26	-250 700,96	-255 714,98
Personal	-450 676,71	-456 084,83	-461 557,85	-467 096,54	-472 701,70
Eigenstromverbrauch	-1 654 282,10	-1 670 824,92	-1 687 533,17	-1 704 408,50	-1 721 452,58
Sonstiger Aufwand	-55 705,96	-56 541,55	-57 389,67	-58 250,52	-59 124,28
GESAMTAUFWENDUNGEN	-3 879 732,37	-3 913 761,32	-3 948 225,39	-3 983 130,56	-4 018 482,89
INVESTITIONEN					
Gesamtinvestition					
Förderungen					
KAPITALBEDARF					
EIGENKAPITAL					
FREMDKAPITAL					
Jahresannuität	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CASH FLOW	5 257 187,63	5 223 158,68	5 188 694,61	5 153 789,44	5 118 437,11
CASH FLOW kumuliert	59 609 033,30	64 832 191,98	70 020 886,59	75 174 676,04	80 293 113,15

Tabelle 13: Cash Flow Berechnung Maximierung von Bio-H₂ für die Laufzeit von 15 Jahren



9.3 BioH₂ mit WGS, ohne Reformier, mit Stromerzeugung 800 kW

DFB ANLAGE zur Erzeugung GRÜNER GASE aus Holz Grobanalyse

Fall C1: Bio-H₂ mit WGS, ohne Reformier, mit Stromerzeugung

Kalkulationsgrundlagen

Brennstoffkapazität:	10,00 MW		
Strom für Einspeisung	500,00 kW		
Nennleistung thermisch	3 000,00 kW		
Materialinput	1,92 Tonnen / Stunde		
Stromtarif	0,220 € / kWh		
Wärmetarif	0,025 € / kWh		
Wasserstoffproduktion	1 435,00 m ³ /h		
Tarif H ₂	0,534 € / m ³	6,00	€ / kg
Betriebsmittel	50,00 € / Betriebsstunde		
Personal	400 000,00 € / Jahr		
Rohstoff	70,00 € / Tonne atro		
Eigenstrombedarf	1 100,00 kW		
Betriebsstunden	7 800,00 Stunden / Jahr		

Investition

Gesamtinvestition	19 590 000,00 €
Förderungen	30,00 %
Eigenkapital	70,00 %
Fremdkapital	0,00 %



Cash-Flow Berechnung

ERRICHTUNG	Jahr 1	Jahr 2	Jahr 3	Jahr 4	Jahr 5
EINNAHMEN					
Erlös Stromverkauf	858 000,00	858 000,00	858 000,00	858 000,00	858 000,00
Erlös Wärmeverkauf	585 000,00	585 000,00	585 000,00	585 000,00	585 000,00
Erlös Wasserstoff	5 977 062,00	5 977 062,00	5 977 062,00	5 977 062,00	5 977 062,00
Sonstige Erlöse	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
GESAMTEINNAHMEN	7 420 062,00				
AUFWENDUNGEN					
Rohstoff	-1 048 320,00	-1 048 320,00	-1 048 320,00	-1 048 320,00	-1 048 320,00
Betriebsmittel	-390 000,00	-395 850,00	-401 787,75	-407 814,57	-413 931,78
Wartung	-195 900,00	-199 818,00	-203 814,36	-207 890,65	-212 048,46
Personal	-400 000,00	-404 800,00	-409 657,60	-414 573,49	-419 548,37
Eigenstromverbrauch	-1 029 600,00	-1 039 896,00	-1 050 294,96	-1 060 797,91	-1 071 405,89
Sonstiger Aufwand	-48 000,00	-48 720,00	-49 450,80	-50 192,56	-50 945,45
GESAMTAUFWENDUNGEN	-3 111 820,00	-3 137 404,00	-3 163 325,47	-3 189 589,18	-3 216 199,96
INVESTITIONEN					
Gesamtinvestition	19 590 000,00				
Förderungen	5 877 000,00				
KAPITALBEDARF	13 713 000,00				
EIGENKAPITAL	13 713 000,00				
FREMDKAPITAL	0,00				
Jahresannuität	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CASH FLOW	4 308 242,00	4 282 658,00	4 256 736,53	4 230 472,82	4 203 862,04
CASH FLOW kumuliert	4 308 242,00	8 590 900,00	12 847 636,53	17 078 109,35	21 281 971,40
	Jahr 6	Jahr 7	Jahr 8	Jahr 9	Jahr 10
EINNAHMEN					
Erlös Stromverkauf	858 000,00	858 000,00	858 000,00	858 000,00	858 000,00
Erlös Wärmeverkauf	585 000,00	585 000,00	585 000,00	585 000,00	585 000,00
Erlös Wasserstoff	5 977 062,00	5 977 062,00	5 977 062,00	5 977 062,00	5 977 062,00
Sonstige Erlöse	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
GESAMTEINNAHMEN	7 420 062,00				
AUFWENDUNGEN					
Rohstoff	-1 048 320,00	-1 048 320,00	-1 048 320,00	-1 048 320,00	-1 048 320,00
Betriebsmittel	-420 140,76	-426 442,87	-432 839,52	-439 332,11	-445 922,09
Wartung	-216 289,43	-220 615,22	-225 027,52	-229 528,07	-234 118,63
Personal	-424 582,95	-429 677,95	-434 834,08	-440 052,09	-445 332,72
Eigenstromverbrauch	-1 082 119,95	-1 092 941,15	-1 103 870,56	-1 114 909,26	-1 126 058,36
Sonstiger Aufwand	-51 709,63	-52 485,28	-53 272,56	-54 071,64	-54 882,72
GESAMTAUFWENDUNGEN	-3 243 162,72	-3 270 482,46	-3 298 164,24	-3 326 213,18	-3 354 634,52
INVESTITIONEN					
Gesamtinvestition					
Förderungen					
KAPITALBEDARF					
EIGENKAPITAL					
FREMDKAPITAL					
Jahresannuität	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CASH FLOW	4 176 899,28	4 149 579,54	4 121 897,76	4 093 848,82	4 065 427,48
CASH FLOW kumuliert	25 458 876,67	29 608 450,21	33 730 347,97	37 824 196,79	41 889 624,27
	Jahr 11	Jahr 12	Jahr 13	Jahr 14	Jahr 15
EINNAHMEN					
Erlös Stromverkauf	858 000,00	858 000,00	858 000,00	858 000,00	858 000,00
Erlös Wärmeverkauf	585 000,00	585 000,00	585 000,00	585 000,00	585 000,00
Erlös Wasserstoff	5 977 062,00	5 977 062,00	5 977 062,00	5 977 062,00	5 977 062,00
Sonstige Erlöse	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
GESAMTEINNAHMEN	7 420 062,00				
AUFWENDUNGEN					
Rohstoff	-1 048 320,00	-1 048 320,00	-1 048 320,00	-1 048 320,00	-1 048 320,00
Betriebsmittel	-452 610,92	-459 400,09	-466 291,09	-473 285,45	-480 384,73
Wartung	-238 801,01	-243 577,03	-248 448,57	-253 417,54	-258 485,89
Personal	-450 676,71	-456 084,83	-461 557,85	-467 096,54	-472 701,70
Eigenstromverbrauch	-1 137 318,94	-1 148 692,13	-1 160 179,05	-1 171 780,84	-1 183 498,65
Sonstiger Aufwand	-55 705,96	-56 541,55	-57 389,67	-58 250,52	-59 124,28
GESAMTAUFWENDUNGEN	-3 383 433,54	-3 412 615,62	-3 442 186,23	-3 472 150,89	-3 502 515,25
INVESTITIONEN					
Gesamtinvestition					
Förderungen					
KAPITALBEDARF					
EIGENKAPITAL					
FREMDKAPITAL					
Jahresannuität	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CASH FLOW	4 036 628,46	4 007 446,38	3 977 875,77	3 947 911,11	3 917 546,75
CASH FLOW kumuliert	45 926 252,73	49 933 699,11	53 911 574,88	57 859 485,98	61 777 032,73

Tabelle 14: Cash Flow Berechnung Bio-H₂ mit WGS, ohne Reformier, mit Stromerzeugung für die Laufzeit von 15 Jahren



9.4 Bio-H₂ ohne WGS, ohne Reformier, mit Stromerzeugung

DFB ANLAGE zur Erzeugung GRÜNER GASE aus Holz Grobanalyse

Fall C2: Bio-H₂ ohne WGS, ohne Reformier, mit Stromerzeugung

Kalkulationsgrundlagen

Brennstoffkapazität:	10,00 MW		
Strom für Einspeisung	1 750,00 kW		
Nennleistung thermisch	3 000,00 kW		
Materialinput	1,92 Tonnen / Stunde		
Stromtarif	0,160 € / kWh		
Wärmetarif	0,025 € / kWh		
Wasserstoffproduktion	940,00 m ³ /h		
Tarif H ₂	0,534 € / m ³	6,00	€ / kg
Betriebsmittel	50,00 € / Betriebsstunde		
Personal	400 000,00 € / Jahr		
Rohstoff	70,00 € / Tonne atro		
Eigenstrombedarf	1 150,00 kW		
Betriebsstunden	7 800,00 Stunden / Jahr		

Investition

Gesamtinvestition	19 320 000,00 €
Förderungen	30,00 %
Eigenkapital	70,00 %
Fremdkapital	0,00 %



Cash-Flow Berechnung

	ERRICHTUNG	Jahr 1	Jahr 2	Jahr 3	Jahr 4	Jahr 5
EINNAHMEN						
Erlös Stromverkauf		2 184 000,00	2 184 000,00	2 184 000,00	2 184 000,00	2 184 000,00
Erlös Wärmeverkauf		585 000,00	585 000,00	585 000,00	585 000,00	585 000,00
Erlös Wasserstoff		3 915 288,00	3 915 288,00	3 915 288,00	3 915 288,00	3 915 288,00
Sonstige Erlöse		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
GESAMTEINNAHMEN		6 684 288,00				
AUFWENDUNGEN						
Rohstoff		-1 048 320,00	-1 048 320,00	-1 048 320,00	-1 048 320,00	-1 048 320,00
Betriebsmittel		-390 000,00	-395 850,00	-401 787,75	-407 814,57	-413 931,78
Wartung		-193 200,00	-197 064,00	-201 005,28	-205 025,39	-209 125,89
Personal		-400 000,00	-404 800,00	-409 657,60	-414 573,49	-419 548,37
Eigenstromverbrauch		-1 076 400,00	-1 087 164,00	-1 098 035,64	-1 109 016,00	-1 120 106,16
Sonstiger Aufwand		-48 000,00	-48 720,00	-49 450,80	-50 192,56	-50 945,45
GESAMTAUFWENDUNGEN		-3 155 920,00	-3 181 918,00	-3 208 257,07	-3 234 942,00	-3 261 977,66
INVESTITIONEN						
Gesamtinvestition	19 320 000,00					
Förderungen	5 796 000,00					
KAPITALBEDARF	13 524 000,00					
EIGENKAPITAL	13 524 000,00					
FREMDKAPITAL	0,00					
Jahresannuität		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CASH FLOW		3 528 368,00	3 502 370,00	3 476 030,93	3 449 346,00	3 422 310,34
CASH FLOW kumuliert		3 528 368,00	7 030 738,00	10 506 768,93	13 956 114,93	17 378 425,27
		Jahr 6	Jahr 7	Jahr 8	Jahr 9	Jahr 10
EINNAHMEN						
Erlös Stromverkauf		2 184 000,00	2 184 000,00	2 184 000,00	2 184 000,00	2 184 000,00
Erlös Wärmeverkauf		585 000,00	585 000,00	585 000,00	585 000,00	585 000,00
Erlös Wasserstoff		3 915 288,00	3 915 288,00	3 915 288,00	3 915 288,00	3 915 288,00
Sonstige Erlöse		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
GESAMTEINNAHMEN		6 684 288,00				
AUFWENDUNGEN						
Rohstoff		-1 048 320,00	-1 048 320,00	-1 048 320,00	-1 048 320,00	-1 048 320,00
Betriebsmittel		-420 140,76	-426 442,87	-432 839,52	-439 332,11	-445 922,09
Wartung		-213 308,41	-217 574,58	-221 926,07	-226 364,59	-230 801,88
Personal		-424 582,95	-429 677,95	-434 834,08	-440 052,09	-445 332,72
Eigenstromverbrauch		-1 131 307,22	-1 142 620,29	-1 154 046,49	-1 165 586,96	-1 177 242,83
Sonstiger Aufwand		-51 709,63	-52 485,28	-53 272,56	-54 071,64	-54 882,72
GESAMTAUFWENDUNGEN		-3 289 368,98	-3 317 120,97	-3 345 238,72	-3 373 727,40	-3 402 592,24
INVESTITIONEN						
Gesamtinvestition						
Förderungen						
KAPITALBEDARF						
EIGENKAPITAL						
FREMDKAPITAL						
Jahresannuität		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		Jahr 11	Jahr 12	Jahr 13	Jahr 14	Jahr 15
EINNAHMEN						
Erlös Stromverkauf		2 184 000,00	2 184 000,00	2 184 000,00	2 184 000,00	2 184 000,00
Erlös Wärmeverkauf		585 000,00	585 000,00	585 000,00	585 000,00	585 000,00
Erlös Wasserstoff		3 915 288,00	3 915 288,00	3 915 288,00	3 915 288,00	3 915 288,00
Sonstige Erlöse		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
GESAMTEINNAHMEN		6 684 288,00				
AUFWENDUNGEN						
Rohstoff		-1 048 320,00	-1 048 320,00	-1 048 320,00	-1 048 320,00	-1 048 320,00
Betriebsmittel		-452 610,92	-459 400,09	-466 291,09	-473 285,45	-480 384,73
Wartung		-235 509,72	-240 219,92	-245 024,31	-249 924,80	-254 923,30
Personal		-450 676,71	-456 084,83	-461 557,85	-467 096,54	-472 701,70
Eigenstromverbrauch		-1 189 015,26	-1 200 905,41	-1 212 914,46	-1 225 043,61	-1 237 294,04
Sonstiger Aufwand		-55 709,96	-56 541,55	-57 389,67	-58 250,52	-59 124,28
GESAMTAUFWENDUNGEN		-3 431 838,57	-3 461 471,79	-3 491 497,39	-3 521 920,92	-3 552 748,05
INVESTITIONEN						
Gesamtinvestition						
Förderungen						
KAPITALBEDARF						
EIGENKAPITAL						
FREMDKAPITAL						
Jahresannuität		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CASH FLOW		3 252 449,43	3 222 816,21	3 192 790,61	3 162 367,08	3 131 539,95
CASH FLOW kumuliert		37 324 266,40	40 547 082,61	43 739 873,22	46 902 240,30	50 033 780,25

Tabelle 15: Cash Flow Berechnung Bio-H₂ ohne WGS, ohne Reformer, mit Stromerzeugung für die Laufzeit von 15 Jahren



10 Forschungs- und Entwicklungspotential

10.1 Forschung und Entwicklung zum Thema grüne Gase

Grüne Gase aus biogenen Roh- und Reststoffen sind eine Möglichkeit, die derzeit in unserem Energiesystem vorhandenen fossilen Gase durch äquivalente aber erneuerbare Gase zu ersetzen. Die beiden wichtigsten Herstellrouten dafür sind einerseits der rein thermo-chemische Weg über die thermo-chemische Synthesegaserzeugung und anschließender thermo-chemischer Methansynthese (Bio-SNG Synthetic Natural Gas) und andererseits der biotechnologische Weg über die Biogasherstellung und die Aufreinigung zu Erdgasqualität bzw. über eine biologische Methanierung von Synthesegas. Alternativ zu Bio-SNG kommt als grünes Gas auch die Erzeugung von Bio-H₂ (Bio-Wasserstoff) in Betracht, dafür gibt aber derzeit noch kein etabliertes Verteilsystem in Form eines Gasnetzes, wie das für Erdgas und daher auch für Bio-SNG der Fall ist, denn Bio-SNG kann dem Erdgas beigemischt werden aber auch zu 100 % ersetzt werden. Daher wird kurz- und mittelfristig eher die Route über Bio-SNG von Interesse sein, langfristig aber auch jene für Bio-H₂.

Begleitend zum Aufbau einer Produktion von grünen Gasen und Einspeisung dieser produzierten Gase in das bestehende Erdgasnetz werden in dieser Studie die Etablierung von nachhaltigen Aktivitäten zur Forschung und Entwicklung (F&E) empfohlen. Aufgabe sollte es dabei sein, ausgehend von Stand der Technik, Fragestellungen zur Gestaltung und Optimierung von Erzeugungsanlagen für grüne Gase aber auch zu deren Betrieb zu bearbeiten und neue Innovationen zu erforschen. Damit soll gewährleistet werden, dass es eine nachhaltige Weiterentwicklung der Technologie gibt und diese Technologie damit eine marktführende Stellung erlangen kann. Darüber hinaus ist die optimale Integration ins Energiesystem und die Verwendung dieser Gase im Lichte der Vielzahl von Regulatoren, die im Zuge der Energiewende erlassen wurden und noch werden, zu behandeln und für das Burgenland passende Lösungen zu erarbeiten und vorzuschlagen. Auf Basis dieser Ergebnisse kann eine entsprechend fundierte Beratung der damit befassten Firmen und Betreiber, Informationen für die interessierte Öffentlichkeit und nicht zuletzt auch eine Politikberatung erfolgen. Dabei wird angewandte F&E im Vordergrund stehen, für etwaige Grundlagenforschung sollten bei Bedarf Kooperation mit Universitäten und/oder Fachhochschulen etabliert werden.

Aus heutiger Sicht sind die in der Abb. x dargestellten F&E Aktivitäten von besonderem Interesse. Diese sind sicher nicht in Stein gemeißelt, sondern sollten vor Beginn der Arbeiten und auch danach laufend evaluiert und den Erfordernissen angepasst werden.

Ein Bereich, der der **angewandten Forschung und Entwicklung zur Herstellung von Grünen Gasen** gewidmet ist, soll eine kontinuierliche



Weiterentwicklung und Verbesserung der Anlagen und deren Verlässlichkeit im Hinblick auf einen effizienten Betrieb sicherstellen. Weiters soll hier auch die Rohstoffbasis (z.B. in Richtung biogener Reststoffe und Abfälle) erweitert werden und gegebenenfalls auch zusätzliche Produkte (z.B. Strom und Wärme) bzw. andere Produkte (z.B. BioH₂) in die Forschung und Entwicklung mit einbezogen werden.

Ein weiterer F&E Bereich soll sich mit **zukunftsweisenden Innovationen** befassen, d.h. mit Ansätzen, die heute noch futuristisch klingen und deutlich größere Technologiesprünge ermöglichen. Beispiele dafür sind die Idee eines dualen Verteilsystem der Energie für den Endverbraucher z.B. in Form eines dualen Strom- und Gasnetzes (erneuerbarer Strom und grüne Gase) mit Transfermöglichkeiten in beiden Richtungen, sodass die Vorteile beider Energieträger optimal genutzt werden können. Weitere Innovationen können die Abscheidung von CO₂ bei der Produktion von grünen Gasen und die Nutzung des CO₂ für die Herstellung weiterer Produkte betreffen, was schließlich zu CO₂ negativen Anlagen führen könnte.

Als dritter größerer Bereich sind in der Abb. 14 **Dienstleistungen unterschiedlichster Art** angeführt. Diese Dienstleistungen können Studien für interessante Anwendungsfälle (z.B. techno-ökonomische Studien und/oder Studien zur ökologischen Auswirkung) betreffen. Weitere Dienstleistungen betreffen Betreiber von Anlagen zur Herstellung grünen Gasen, die häufig Unterstützung beim Betrieb solcher Anlagen wünschen. Die betrifft einerseits die Weitergabe von Expertise aus dem Bereich der angewandten Forschung und Entwicklung und andererseits auch die Durchführung von Messungen und Analysen (mobile Messausrüstung erforderlich), um eine Optimierung des Betriebs zu ermöglichen. Des Weiteren wäre es sinnvoll, eine Unterstützung bei der Planung neuer Anlagen in Form eines Engineerings anzubieten. Last but not least ist eine Beratungstätigkeit für interessierte Betreiber von künftigen Anlagen, für die interessierte Öffentlichkeit aber auch für die Politik von Interesse.

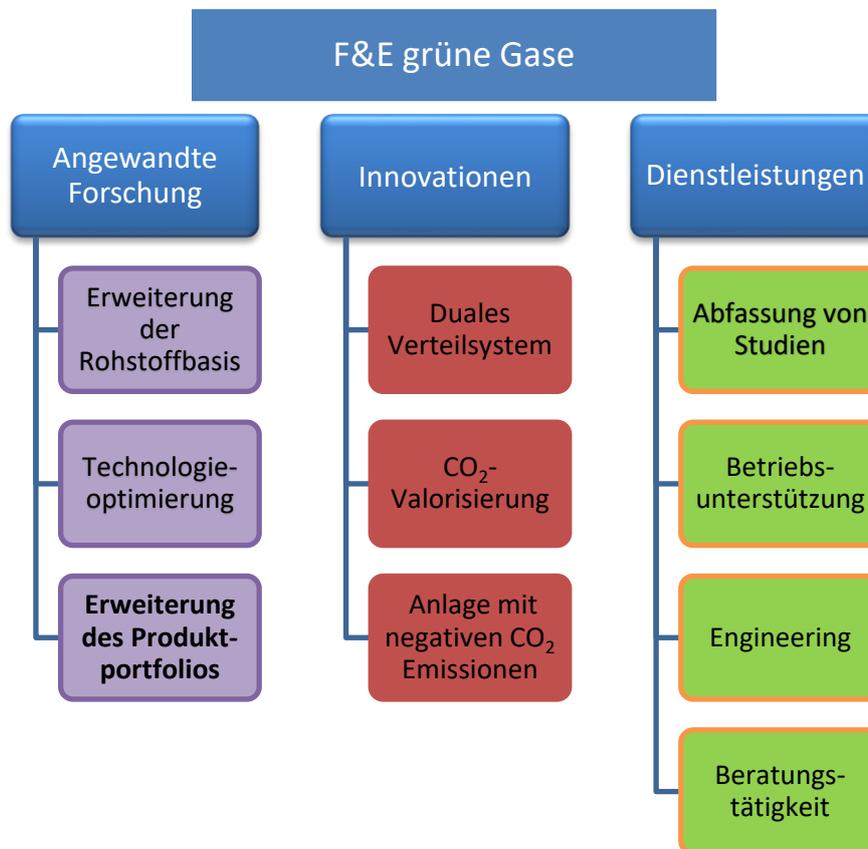


Abbildung 14: Überblick über Bereiche für eine mögliche Forschung und Entwicklung (F&E) zum Thema grüne Gase

In der weiteren Folge sollen die einzelnen Aktivitätsfelder im Bereich „**angewandte Forschung**“ und im Bereich „**Innovationen**“, die in der Abbildung 14 angeführt sind, zunächst charakterisiert und anschließend anhand von Beispielen anschaulich dargestellt werden. Diese Beispiele sind nicht allumfassend und fixiert, sondern sollten je nach Bedarf modifiziert und durch neue ergänzt oder auch ersetzt werden. Der Bereich „**Dienstleistungen**“ wurde schon weiter oben erläutert und bedarf im Rahmen dieser Darstellung keiner weiteren Ergänzungen.

10.2 Erweiterung der Rohstoffbasis

Die Herstellung von BioSNG auf thermo-chemischen Weg wurde erstmals in den Jahren 2006-2009 im Rahmen des EU-Projektes „BioSNG“ an der Anlage in Güssing (AT) im 1 MW Maßstab demonstriert²⁹. Dabei war der Brennstoff ausschließlich naturbelassenes Hackgut. Eine weitere Demonstrations-Anlage mit Bio-SNG-

²⁹ Barbara Rehling, Development of the 1 MW BioSNG plant, evaluation on technological and economical aspects and upscaling considerations, Dissertation, TU Wien, 2012.



Erzeugung wurde in Göteborg (SE) errichtet und zwischen 2014 und 2016 betrieben³⁰. Auch hier wurden als Einsatzstoff primär Holzpellets und Hackgut verwendet. Auch bei den industriellen Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung auf Basis thermo-chemischer Gaserzeugung (z.B. Oberwart, Villach, Senden) wurde überwiegend naturbelassenes Hackgut eingesetzt.

Um ökonomisch Vorteile zu lukrieren, werden immer häufiger **biogene Reststoffe und Abfälle** aus der Land- und Forstwirtschaft, aus der Industrieproduktion (z.B. Reststoffe aus dem Altpapierrecycling) oder aus kommunalen Abfällen (z.B. bei getrennter Sammlung bzw. nachfolgender Sortierung) vorgeschlagen. Den erwähnten ökonomischen Vorteilen bei der Brennstoffbeschaffung stehen aber auch erhöhte Aufwendungen in Bezug auf die Produktgasreinigung gegenüber, wobei hier eine entsprechende Abwägung des vorhandenen Nutzens durchgeführt werden muss. Andererseits wird hier weiters der berechtigten Forderung nach Kreislaufwirtschaft („circular economy“) und damit Ressourcenschonung Rechnung getragen.

Einen im Burgenland spezifischen aber durchaus interessanten Fall stellt das **Schilf am Neusiedler See** dar. Wie in früheren Untersuchungen gezeigt werden konnte, stellt das Schilf einen sehr gut geeigneten Einsatzstoff³¹ zur Erzeugung von grünen Gasen dar und würde auch in geeigneten Mengen zur Verfügung stehen. Detaillierte Untersuchungen zur Nutzung des Schilfes zur Erzeugung von Bio-SNG / Bio-H₂ werden hier daher ausdrücklich empfohlen.

10.3 Technologieoptimierung

Ein Kernbereich der F&E Aktivitäten wird in der Weiterentwicklung der Prozessketten zur Herstellung grüner Gase liegen. Wesentliche Ziele dabei sind unter anderem:

- Umsetzung von Erfahrungen aus der Praxis zur Verbesserung des Betriebes
- Vereinfachung der Prozessketten zur Steigerung der Wirtschaftlichkeit
- Erhöhung der Effizienzen (z.B. Bio-SNG >65 %)
- Steigerung der jährlichen Betriebsstunden (z.B. >8000 Betriebsstunden/Jahr)
- Weiterentwicklung der Regelung/Automatisierung/Digitalisierung

Diese Aktivitäten werden sowohl theoretischen Charakter als auch experimentellen Charakter aufweisen. Daher ist das Vorhandensein einer entsprechenden F&E Infrastruktur dazu nötig, wo sowohl einzelne Prozessschritte als auch die gesamte Prozesskette getestet werden kann. Über den Maßstab dieser Einrichtungen (Labor-,

³⁰ Henrik Thunman et al., Advanced biofuel production via gasification – lessons learned from 200 man- years of research activity with Chalmers' research gasifier and the GoBiGas demonstration plant, Energy Science and Engineering 2018; 6(1): 6–34

³¹ Publizierbarer Endbericht zum Projekt „ENEREED – Sustainable Energy Conversion from Reed“, FFG Neue Energien 2020, 2. Ausschreibung, Projektnummer 821.882, 2013



Pilot-, Demoanlage) kann/muss im Einzelfall entschieden werden. Derartige Einrichtungen sind für alle Aktivitäten in den Bereichen angewandte Forschung und Innovationen in unterschiedlichem Ausmaß erforderlich.

10.4 Erweiterung des Produktportfolios

Neben der naheliegenden **Produktion von BioSNG** (damit kann im bestehenden Erdgasnetz fossiles Erdgas direkt ersetzt und auch in jedem Verhältnis zugemischt werden) können mit ähnlichen Verfahren auch **BioH₂ aus den gleichen Rohstoffen** hergestellt werden. Der Entwicklungsstand ist bei BioH₂ noch nicht so weit wie bei BioSNG, für die BioH₂ Prozesskette besteht daher noch größerer Entwicklungs- und Optimierungsbedarf. Mittelfristig ist aber die Produktion von BioH₂ für die Energiewende ebenfalls von großer Wichtigkeit. Zusätzlich gibt es die Möglichkeit mit den gleichen Verfahren aber einer einfacheren Prozesskette vorteilhaft eine Mischung von BioSNG und BioH₂, sogenannte **Bio-Hythane (Hydrogen + Methane = Hythane)** herzustellen. Dies könnte im Zusammenhang mit der Erhöhung des möglichen Gehaltes an H₂ im Erdgasnetz auf 10% künftig an Bedeutung gewinnen.

Da es sich bei den betrachteten Prozessen um thermo-chemische Verfahren handelt, d.h. chemische Verfahren bei höheren Temperaturen, kann bei diesen auch Wärme ausgekoppelt oder auch elektrischer Strom erzeugt werden. Insgesamt sind Wirkungsgrade über >80% bezogen auf die Energie des eingesetzten Rohstoffes möglich. Man spricht dann von **sogeannter Polygeneration**, z.B. Erzeugung eines grünen Gases + Strom +Wärme.

10.5 Duales Verteilsystem

Wie bereits erwähnt stellen Innovationen größere Technologiesprünge dar, die bisher so noch nicht verwendet wurden. Im Bereich der Innovationen könnte ein duales Energieverteilsystem erhebliche Vorteile mit sich bringen. Eine derartige Vision ist in der Abbildung 15 dargestellt. Im Burgenland wird derzeit ein Stromnetz und ein Erdgasnetz betrieben. Das Stromnetz wird überwiegend mit Windenergie gespeist, wobei die Stromerzeugung entsprechend dem Windaufkommen fluktuierend und angebotsorientiert ist. Das heißt, die Erzeugung und der Bedarf stimmen naturgemäß zeitlich nicht überein.

Eine Lösung dafür sind entsprechende (z.B. elektrochemische) Speicher. Das Erdgasnetz wird mit importiertem Erdgas ausschließlich nachfrageorientiert betrieben. Würde man die beiden Verteilsysteme durchgängig machen d.h. aus Überschussstrom kann SNG erzeugt werden und umgekehrt aus SNG kann elektrischer Strom erzeugt werden, könnten daraus erhebliche Vorteile abgeleitet werden.

In der Abb. 15 ist ein derartiges duales Verteilsystem mit erneuerbarem Stromnetz (Strom aus Windenergie und Photovoltaik) und BioSNG-Netz (grünes Gas aus Biomasse und biogenen Abfällen und Reststoffen) dargestellt. Der Übergang vom Stromnetz zum BioSNG-Netz erfolgt über Elektrolyseanlagen (erzeugen H₂) und zusammen mit CO oder CO₂ kann SNG³² mittels Methanierungsanlagen erzeugt werden. Für diesen Übergang wird vorzugsweise Überschussstrom verwendet. Überschüssiges SNG kann in Erdgasspeicher vorrätig gehalten werden. Der Übergang vom Bio-SNG-Netz in das Stromnetz erfolgt mittels Brennstoffzellen, wie sie für Erdgas schon am Markt verfügbar sind.

Im Rahmen der F&E könnte ein derartiges duales Energieverteilsystem für das Land Burgenland näher untersucht werden und die spezifischen Vorteile und gegebenenfalls auch die Nachteile ausgearbeitet und im Rahmen einer Durchführbarkeitsstudie die ökonomischen und ökologischen Auswirkungen dargestellt werden.

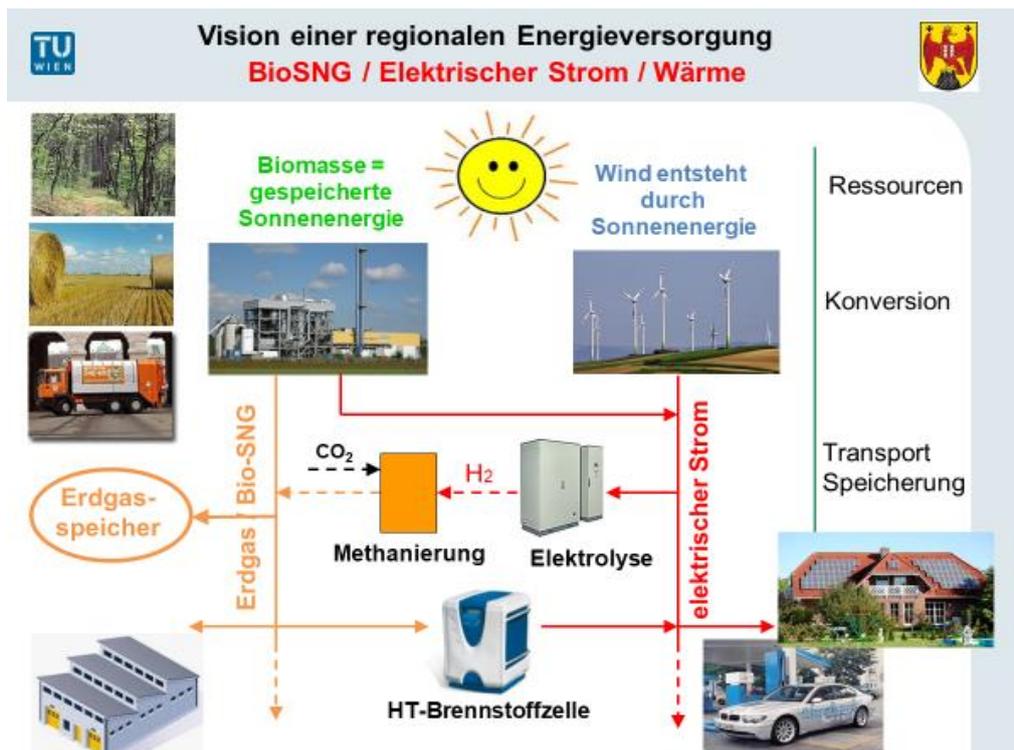


Abbildung 15: Duales Energieverteilsystem für elektrische Energie und grüne Gase

Für die Umsetzung derartiger Energieverteilsysteme sind verlässliche Elektrolysesysteme, Brennstoffzellen und Methanierungsanlagen erforderlich. Daher müssten in weiterer Folge für diese Systeme ebenfalls entsprechende F&E Aktivitäten

³² $\text{CO} + 3\text{H}_2 = \text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O}$
 $\text{CO}_2 + 4\text{H}_2 = \text{CH}_4 + 2\text{H}_2\text{O}$



vorgesehen werden oder mit kompetenten Partnern (aus Forschung und Industrie) Kooperationen eingegangen werden. Noch effizienter als das hier dargestellte duale System Strom/SNG wäre ein duales System Strom/H₂, deren Umsetzung ist aber noch in fernerer Zukunft anzusiedeln.

10.6 CO₂-Valorisierung

Bei der Herstellung von Bio-SNG aus Biomasse und biogenen Rest- und Abfallstoffen wird auch relativ reines CO₂ (Reinheit >95%) anfallen (Punkt 1 in Abb. z). Dieses CO₂ kann benutzt werden, um neue wertvolle Produkte herzustellen. Im einfachsten Falle können mit diesem CO₂ und Wasserstoff aus der Elektrolyse wertvolle Kohlenwasserstoffe produziert werden. Die Nutzung des CO₂ zur Unterstützung des Wachstums von Pflanzen in Glashäusern wäre eine andere Alternative. Gegebenenfalls ist eine weitere Aufreinigung des CO₂ erforderlich. Dieses Konzept müsste technisch eingehend evaluiert werden und vor allem geeignete CO₂ Nutzungsmöglichkeiten ausfindig gemacht werden. Weiters sollte eine ökonomische und ökologische Bewertung durchgeführt werden.

10.7 Anlagen mit negativen CO₂ Emissionen

Wenn man obiges Konzept (Abb. 16) weiterdenkt, kommt man schließlich zu einer praktisch schornsteinlosen Anlage. Neben der Nutzung des CO₂ aus dem Aminwäscher (MEA Scrubber) könnte auch noch das CO₂ aus dem Kamin abgeschieden und werden und damit kein CO₂ mehr in die Atmosphäre entlassen werden (Punkt 2 in Abb. 16). Das heißt, dass das CO₂, das durch das Wachstum in der Biomasse gebunden wurde, wird in der Anlage nicht freigesetzt, sondern befindet sich entweder im Produkt oder steht zur weiteren Verwendung oder Endlagerung zur Verfügung.

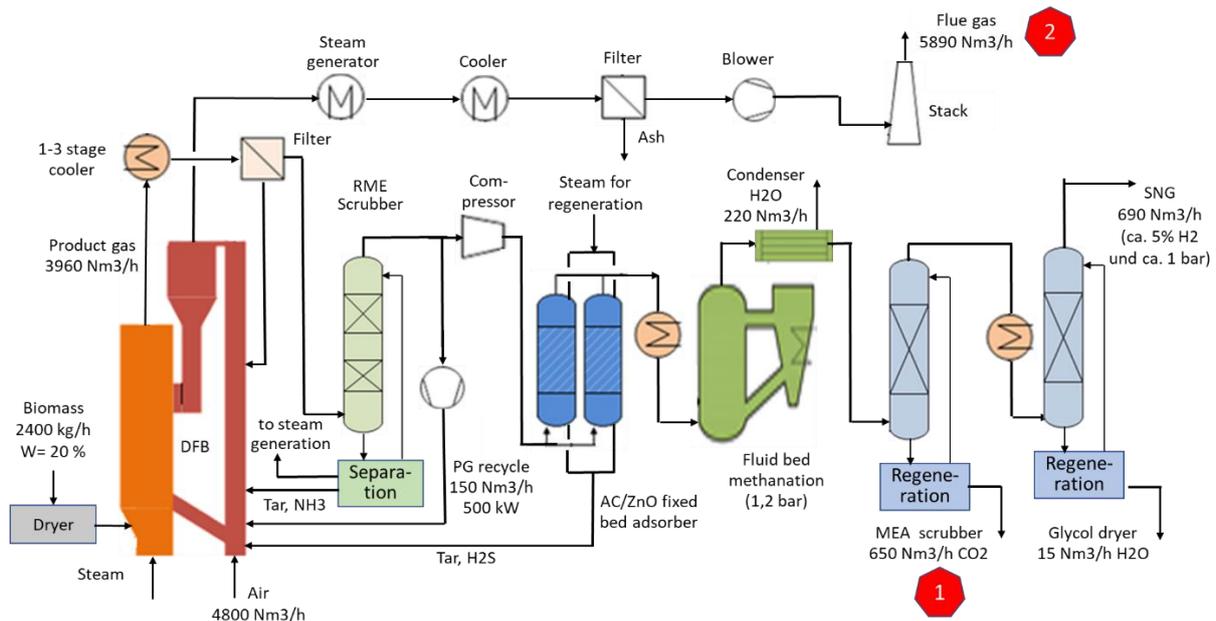


Abbildung 16: Bio-SNG Produktion mit 10 MW Biomasse-Input

10.8 Nutzen für das Burgenland

Mit der Etablierung einer Forschungs- und Entwicklungseinrichtung zum Thema „Grüne Gase“ könnten eine Reihe von positiven Effekten für das Land erzielt werden, einige davon werden in der Folge aufgelistet ohne diese Punkte näher hinsichtlich ihrer Priorität zu bewerten.

- Erhöhung der Forschungsquote
- Schaffung von hochwertigen Arbeitsplätzen in Forschung und Entwicklung
- Schaffung von Arbeitsplätzen durch den Bau und Betrieb von Anlagen für grüne Gase
- Regionale Wertschöpfung durch die Nutzung von regionalen Ressourcen
- Unterstützung bei der Erreichung der Klimaziele
- Ausgründungen von Spin-offs wahrscheinlich
- Ansiedlung (Zuzug) von Firmen, die Komponenten für die Produktion von grünen Gasen anbieten
- Erlangung der Marktführerschaft in Österreich und Europa auf dem beschriebenen Gebiet

11 Energiebilanz für das Burgenland

Die in der Folge dargestellt Energiebilanz für das Burgenland für das Jahr 2020 wurde aus den Daten der Statistik Austria³³ abgeleitet. In der Tabelle 1 sind Daten dargestellt, die für die gegenständliche Analyse von Interesse sind.

Inländische Erzeugung von Rohenergie (Primärproduktion). Dabei handelt es sich um die Produktion von Energieträgern, die direkt eingesetzt werden können, ohne einen Umwandlungsprozess zu durchlaufen (z.B. Erdgas); Dies ist für die Eigenversorgung von Bedeutung.

Importe & Exporte (Außenhandel). Das sind Energieträger, welche die Staatsgrenze überschritten haben und im Inland bzw. Ausland eingesetzt werden. Auf die Auflistung der Exporte wurde in der Tabelle 7 verzichtet.

Bruttoinlandsverbrauch. Der Bruttoinlandsverbrauch ist zentrales Bilanzaggregat, das die im Inland verfügbare Energiemenge angibt. Diese lässt sich mittels Aufkommen bzw. mittels Einsatz berechnen.

Energetischer Endverbrauch. Ist ein weiteres zentrales Bilanzaggregat und gibt die dem Verbraucher (Endverbraucher) zur Umsetzung in Nutzenergie zur Verfügung stehende Energiemenge an.

Der energetische Endverbrauch lässt sich aus dem Bruttoinlandsverbrauch wie folgt berechnen:

$$\begin{array}{r} \text{Bruttoinlandsverbrauch} \\ - \text{Umwandlungseinsatz} \\ + \text{Umwandlungsausstoß} \\ - \text{Verbrauch des Sektors} \\ \text{Energie} \\ - \text{Transportverluste} \\ - \text{Nichtenergetischer} \\ \text{Verbrauch} \\ \hline = \text{Energetischer Endverbrauch} \end{array}$$

³³Energiebilanz Burgenland 1988 bis 2020 (Detailinformation)

https://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/energie_und_umwelt/energie/energiebilanzen/index.html, Zugriff Dezember 2021,

Energieträger	Inlands-	Importe	Bruttoinlandsverbrauch			Energetischer Endverbrauch		
	erzeugung		TJ	TWh	%	TJ	TWh	%
Koks	0	13	13	0,004	0,03	13	0,004	0,04
Benzin	0	2087	2087	0,580	5,37	2087	0,580	6,45
Petroleum	0	13	13	0,004	0,03	13	0,004	0,04
Diesel	0	10080	10080	2,800	25,93	10080	2,800	31,13
Gasöl (Heizen) 1)	0	1574	1574	0,437	4,05	1574	0,437	4,86
Heizöl	0	25	25	0,007	0,06	25	0,007	0,08
Flüssiggas	0	81	81	0,023	0,21	81	0,023	0,25
Erdgas	0	5914	5914	1,643	15,21	5278	1,466	16,30
Brennb. Abfälle	26	0	26	0,007	0,07	26	0,007	0,08
Scheitholz	3556	133	3689	1,025	9,49	3689	1,025	11,39
Bio-Brenn-/Treibst.	4892	741	5633	1,565	14,49	1644	0,457	5,08
Umgebungswärme	1212	0	1212	0,337	3,12	1207	0,335	3,73
Wasserkraft	19	0	19	0,005	0,05	0	0,000	0,00
Wind+PV	8508	0	8508	2,363	21,89	0	0,000	0,00
Fernwärme	-	-	-	-	-	1063	0,295	3,28
Elektr. Energie	-	-	-	-	-	5601	1,556	17,30
Gesamt 2020	18213	20661	38874	10,798	100,00	32381	8,995	100,00

1) Lagermengen sind hier nicht berücksichtigt

Tabelle 16: Energiebilanz für das Burgenland für das Jahr 2020

Wie aus der Tabelle 8 entnommen werden kann, betrug im Jahr 2020 laut statistischem Zentralamt der Bruttoinlandsverbrauch im Burgenland 38.874 TJ (10,80 TWh). Davon entfielen auf Erdgas 5.914 TJ (1,64 TWh) und auf biogene Brennstoffe (brennbare Abfälle + Scheitholz + Bio-Brenn- und Treibstoffe) 9.348 TJ (2,60 TWh).

Die Verläufe der Entwicklung des Bruttoinlandsverbrauches über die letzten 20 Jahre ist in den folgenden Abbildungen zu sehen. Betrachtet man den gesamten Bruttoinlandsverbrauch (Abb. 17) seit 2000, so ist deutlich zu erkennen, dass dieser von 30.000 TJ auf ca. 40.000 TJ bis zum Jahr 2018 gestiegen ist, in den letzten drei Jahren ist dagegen ein Abfall erkennbar.

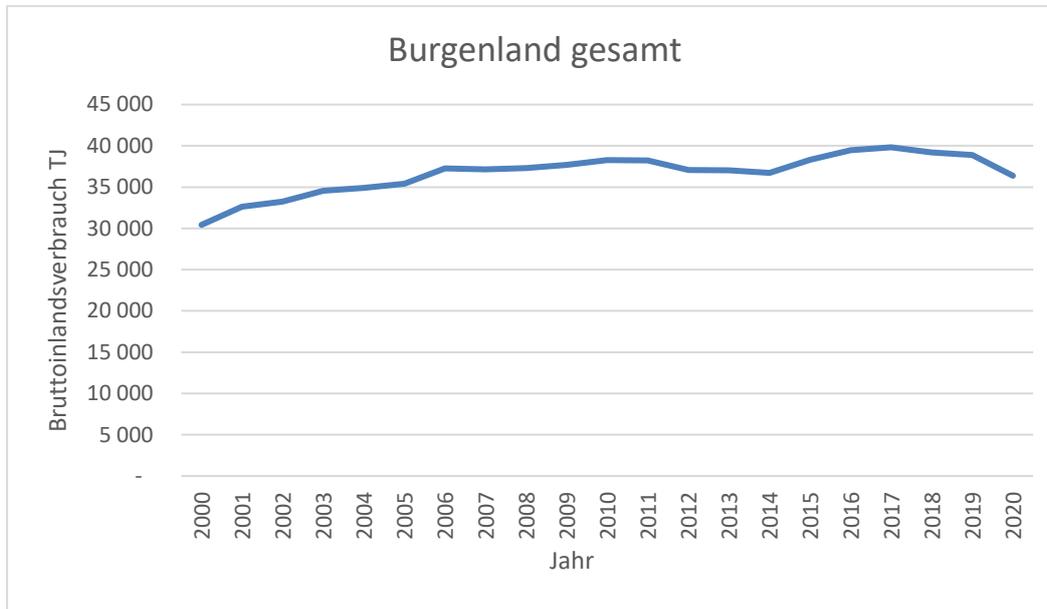


Abbildung 17: Entwicklung des Bruttoinlandsverbrauch im Burgenland von 2000 bis 2020

Betrachtet man die Entwicklung des Bruttoinlandsverbrauches an Erdgas in den letzten 20 Jahren (Abb. 18), so ist dieser über den gesamten Zeitraum um die 6.000 TJ (1,67 TWh) gewandelt. Dies ist auch in den kommenden Jahren weiterhin so zu erwarten, mit einer größeren Änderung ist hier nicht zu rechnen.

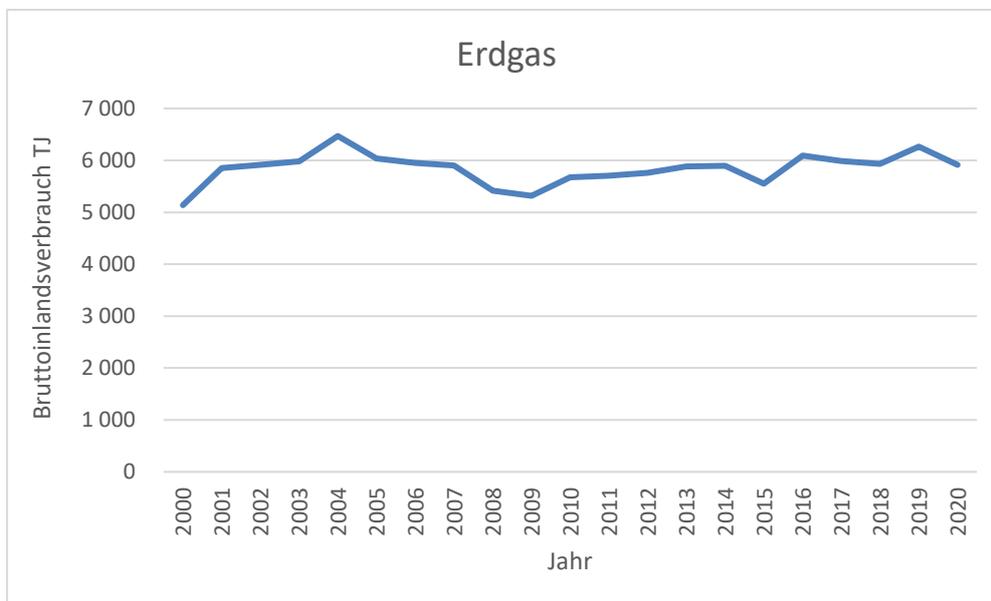


Abbildung 18: Entwicklung des Bruttoinlandsverbrauch an ERDGAS im Burgenland von 2000 bis 2020

Die größte Veränderung beim Wert für das Bruttoinlandsprodukt ist bei den biogenen Energieträgern zu beobachten. Lag der Wert von 2000 bis 2004 bei knapp über 4.000 TJ (1,1 TWh) so ist dieser in den Jahren 2005 bis 2009 auf ca. 11.000 TJ (3,1

TWh) gestiegen und bis etwa 2017 auf diesem Wert geblieben. In den folgenden Jahren 2018 bis 2020 ist ein Abfall auf ca. 9.500 TJ (2,6 TWh) zu verzeichnen.

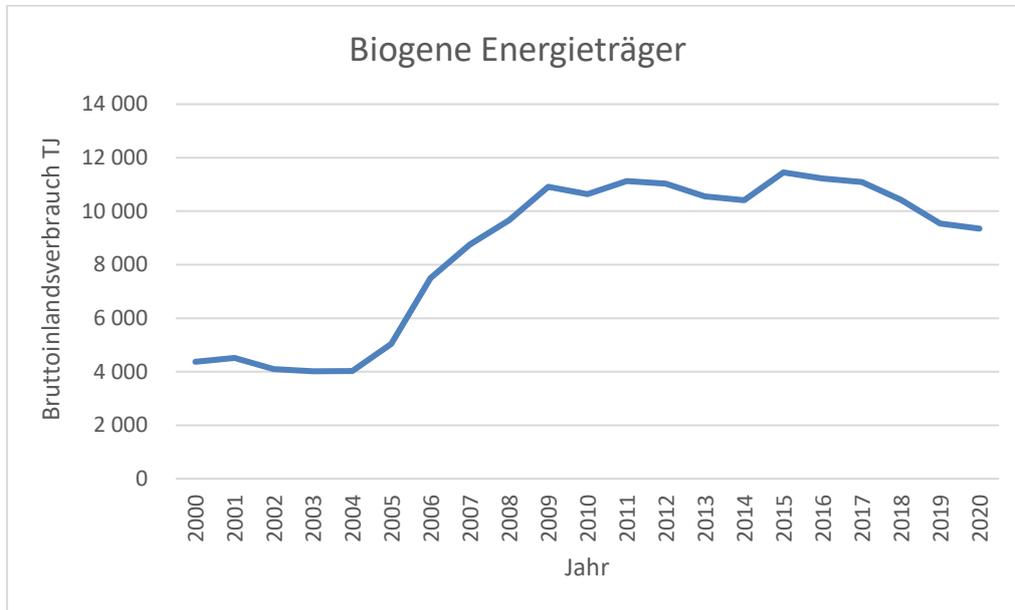


Abbildung 19: Entwicklung des Bruttoinlandsverbrauch biogenen Energieträgern im Burgenland von 2000 bis 2020



12 Auswirkungen der geplanten Quotenregelung – Verpflichtende Grün-Gas-Quote ab 2023

Der im EAG vorgesehene Ausbau von grünen Gasen von 5 TWh bis zum Jahr 2030 unterliegt einer linear ansteigenden Absatzquote. Dazu ist derzeit ein Gesetz in Ausarbeitung welches eine verpflichtende Quotenregelung vorsieht. Die Quote für erneuerbares Gas wird per Verordnung festgesetzt und soll 2023 Inkrafttreten. Bei Nichteinhaltung soll es zu Ausgleichszahlungen kommen, die deutlich über dem Marktpreis für erneuerbares Gas liegen.

Die Energie Burgenland hatte im Jahr 2020 laut Statistik Austria einen Gasabsatz von 1.466 TWh. Bei einer derzeit kolportierten jährlich ansteigenden Quote von 2,5% ergibt das einen, **jedes Jahr zusätzlichen Bedarf von ca. 36,5 GWh an Grünen Gasen. Im Jahr 2030** errechnet sich daraus eine Gesamtmenge von 20% oder umgerechnet **292 GWh** an Grünen Gasen im Burgenländischen Gasnetz.

Um dies bis 2030 zur Gänze mit synthetischem Erdgas aus Holz, mit Hilfe der DFB Vergasungs– Technologie abdecken zu können, wäre die **Errichtung von 5 Anlagen** mit einer Leistung von 10 MW Biomasse Input notwendig. Dies entspricht einer Holzmenge von 125.000 t /Jahr.

Da bei Nichteinhaltung dieser Quote eine Ausgleichszahlung geleistet werden muss, man spricht derzeit von 200,00 € pro MWh wären das **2023 bereits 7,3 Mio. €**. In Summe wäre das dann bis **Ende 2030 ein Betrag von 263 Mio. €**.

Derzeit sind im Burgenland 2 Anlagen zur Erzeugung von „Grünem Erdgas“ geplant:

Die bestehende DFB Vergasungsanlage in Oberwart, die derzeit im Testbetrieb mit Reststoffen aus der Papierindustrie arbeitet, soll mit einer Methanierungsanlage nachgerüstet werden. Dort könnten dann ca. 45 GWh / Jahr erzeugt werden. Allerdings ist noch nicht sicher, ob dieses aus Reststoffen erzeugte Gas als „Grünes Erdgas“ anerkannt wird.

In Güssing laufen die Vorbereitungen für die Errichtung einer neuen DFB Vergasungsanlage mit Methanierung, wo holzartige Biomasse in „Grünes Erdgas“ umgewandelt werden soll. Die Anlage wird auf eine Inputleistung von 10 MW dimensioniert und ist dann in der Lage, jährlich 55 GWh „Grünes Erdgas“ ab Mitte 2023 in das Burgenländische Gasnetz einzuspeisen.

Sollten beide Anlagen realisiert und der Output als „Grünes Gas“ anerkannt werden, würden bereits 100 GWh von der Quote abgedeckt werden.



13 Gesamtbeurteilung und Empfehlungen

Sehr positiv gestalten sich derzeit die nationalen und internationalen Rahmenbedingungen für die Erzeugung grüner Gase. Da in Österreich bis 2030 mindestens 5 TWh grüne Gase im Gasnetz vorhanden sein müssen, ist hier ein großes Potential vorhanden.

Die gut ausgebaute Gasinfrastruktur im Burgenland entspricht den zukünftigen nationalen und internationalen Dekarbonierungsplänen und wird eine wichtige Rolle zur Erreichung der Klimaneutralität einnehmen.

Die eingesetzte DFB Vergasungstechnologie hat sich bewährt und den industriellen Kraftwerksstandard unter Beweis gestellt (z.B. Anlage Güssing mehr als 100.000 Betriebsstunden). Somit ist bei der Umsetzung weder ein technologisches noch ein bauliches Risiko vorhanden.

Die Rohstoffsituation bei Biomasse ist europaweit, in Österreich und auch im Burgenland aufgrund der Tatsache, dass zuviel Schadholz hervorgerufen durch den Klimawandel, vorhanden ist, sehr angespannt. Weitere Potentiale im Burgenland für die Energiegewinnung sind vorhanden wie z.B. der große Holzvorrat in den Wäldern, der nicht genutzte jährliche Zuwachs, kommunale Roh- und Reststoffe, aber auch das nicht genutzte Potential von Schilf aus dem Neusiedlersee.

Jährliches Ressourcenpotential im Burgenland:

Holzvorrat im Burgenland

9,1 Mio. Tonnen

18,5 TWh

Zur Verfügung stehende Ressourcenmengen ohne Inanspruchnahme des Vorrates:
Zuwachs (nur Energieholz)

92.000 Tonnen

187 GWh

Kommunale Roh- und Reststoffe

40.000 Tonnen

80 GWh

Schilf aus dem Neusiedlersee

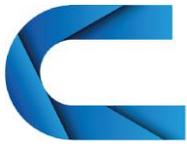
84.000 Tonnen

300 GWh

Schadholz (2019)

100.000 Tonnen

200 GWh



Zur nachhaltigen und preisstabilen Mobilisierung dieser Ressourcen wird die Gründung einer Rohstofflogistik-Organisation vorgeschlagen, die für eine langfristig gesicherte Versorgung von Anlagen zur Erzeugung Grüner Gase sorgt.

Beim Energieoutput sind sowohl für die Abnahme von grünem Erdgas als auch beim Wasserstoff Abnehmer vorhanden. Durch die kommende Quotenregelung zur verpflichtenden Einspeisung grüner Gase in das Erdgasnetz, beginnen die Gasnetzbetreiber bereits jetzt, Kapazitäten bei grünem Erdgas zu sichern. Dies ist bei Wasserstoff noch nicht so der Fall. Hier bereitet sich vor allem die Industrie auf die kommende Umstellung von grauem Wasserstoff auf grünen Wasserstoff vor, die gesetzlichen Rahmenbedingungen dafür fehlen allerdings noch.

Ein weiterer Vorteil beim grünen Erdgas ist die bereits gesetzlich geregelte Einspeisemöglichkeit in das bestehende Erdgasnetz. Bei Wasserstoff wurde zwar die Einspeisequote laut FGW von 4% auf 10% erhöht, aber potentielle Abnehmer aus dem Netz fehlen noch. Daher ist derzeit die Belieferung von Wasserstoffkunden nur über LKW Trailer möglich.

Für die Erzeugung von grünem Wasserstoff spricht wiederum der zu erwartende höhere Verkaufserlös gegenüber grünem Erdgas. Dies ist aber wie gesagt, derzeit noch nicht abgesichert.

Mit einer Förderung der Investkosten kann aufgrund der guten Rahmenbedingungen in Österreich mit einer hohen Wahrscheinlichkeit gerechnet werden. Dazu ist vor Baubeginn ein Förderantrag bei der EAG Abwicklungsstelle einzubringen. Planungsarbeiten können vor dieser Einreichung beauftragt werden.

Die zu erwartende Grün-Gas-Quote ab 2023 bedeutet auch für die Energie Burgenland eine große Herausforderung. Im Worst Case Fall, bei Nichterfüllung der Quote, drohen Strafzahlungen bis 2030 in der Höhe von 263 Mio. €.

Das Land Burgenland könnte mit dem Bau von 5 DFB Anlagen dieser drohenden Gefahr entgegenwirken. Noch dazu zeigen die Wirtschaftlichkeitsberechnungen bei allen 4 Varianten eine sehr positives Bild. Bei einem zu erwartenden Tarif von 10,00 cent/kWh bei grünem Erdgas und einem Preis von 6,00 €/kg für grünen Wasserstoff ist ein jährlicher Cash Flow wie folgt zu erwarten.



VARIANTE	INVESTKOSTEN in €	CASH FLOW in €	ROI in Jahren
SNG	21.240.000,00	3.287.960,00	4,5
Maximierung von H ₂	19.380.000,00	5.574.800,00	2,4
H ₂ + 800 kW Strom	19.590.000,00	4.308.242,00	3,2
H ₂ + 1800 kW Strom	19.320.000,00	3.528.368,00	3,8

Table 17: Wirtschaftlichkeitsberechnungen DFB Anlagen

Weitere positive Effekte durch den Betrieb dieser Anlagen sind:

- eine sinnvolle energetische Verwertung von biogenen Reststoffen
- Schaffung von Arbeitsplätzen
- Wertschöpfung durch die Eigenerzeugung von Grünen Gasen
- Verbesserung der CO₂ Bilanz
- etc.



Tabellenverzeichnis:

<i>Tabelle 1: Typische Zusammensetzung des Produktgases aus der DFB Gaserzeugung von Biomasse</i>	18
<i>Tabelle 2: Überblick über die wichtigsten Industriellen Anlagen auf Basis DFB-Gaserzeugung</i>	21
<i>Tabelle 3: Bundesministerium für Landwirtschaft, Regionen und Tourismus Sektion Forstwirtschaft und Nachhaltigkeit, Abteilung III/1</i>	27
<i>Tabelle 4: Stoffströme in die Anlage bei Bio-SNG Produktion</i>	36
<i>Tabelle 5: Stoffströme aus der Anlage bei Bio-SNG Produktion</i>	37
<i>Tabelle 6: Stoffströme in die Anlage bei Bio-H₂ Produktion</i>	41
<i>Tabelle 7: Stoffströme aus der Anlage bei Bio-H₂ Produktion</i>	41
<i>Tabelle 8: Kosten für die Erzeugung von SNG mittels thermo-chemischer Methanierung</i>	42
<i>Tabelle 9: Kosten für die Maximierung von BioH₂ mit WGS, mit Reformer</i>	43
<i>Tabelle 10: Kosten für die Erzeugung von BioH₂ und Strom mit WGS, ohne Reformer</i>	44
<i>Tabelle 11: Kosten für die Erzeugung von BioH₂ und Strom ohne WGS, ohne Reformer</i>	45
<i>Tabelle 12: Cash Flow Berechnung SNG mittels thermo-chemischer Methanierung für die Laufzeit von 15 Jahren</i>	53
<i>Tabelle 13: Cash Flow Berechnung Maximierung von Bio-H₂ für die Laufzeit von 15 Jahren</i>	55
<i>Tabelle 14: Cash Flow Berechnung Bio-H₂ mit WGS, ohne Reformer, mit Stromerzeugung für die Laufzeit von 15 Jahren</i>	57
<i>Tabelle 15: Cash Flow Berechnung Bio-H₂ ohne WGS, ohne Reformer, mit Stromerzeugung für die Laufzeit von 15 Jahren</i>	59
<i>Tabelle 16: Energiebilanz für das Burgenland für das Jahr 2020</i>	69
<i>Tabelle 17: Wirtschaftlichkeitsberechnungen DFB Anlagen</i>	75



Abbildungsverzeichnis:

<i>Abbildung 1: Reaktordesign der Zweibett-Wirbelschicht-Gaserzeugung (TU Wien)</i>	17
<i>Abbildung 2: Schema der Umwandlung von Brennstoffen in Energie (TU Wien)</i>	20
<i>Abbildung 3: Ausgewählte, bereits realisierte DFB-Gaserzeugungsanlagen</i>	22
<i>Abbildung 4: Marktpreisübersicht Energieholz Österreich im Jahr 2019</i>	24
<i>Abbildung 5: Waldinventur Burgenland</i>	26
<i>Abbildung 6, Abbildung 7, Abbildung 8: Sammeln von kommunalen Reststoffen (Quelle:ORF)</i>	29
<i>Abbildung 9: Typische Zusammensetzung eines Produktgases (trocken) der DFB Gaserzeugung aus naturbelassener holzartiger Biomasse, links: Volumenprozent, rechts Energieprozent.</i>	32
<i>Abbildung 10: Prozesskette für die thermo-chemische Methanierung</i>	36
<i>Abbildung 11: Prozesskette zur Maximierung von Bio-H₂</i>	39
<i>Abbildung 12: Prozesskette für Bio-H₂, Strom- und Wärmeerzeugung (ohne Dampf-Reformer)</i>	40
<i>Abbildung 13: Prozesskette für BioH₂, Strom- und Wärmeerzeugung (ohne Dampf-Reformer und ohne WGS-Reaktor)</i>	40
<i>Abbildung 14: Überblick über Bereiche für eine mögliche Forschung und Entwicklung (F&E) zum Thema grüne Gase</i>	62
<i>Abbildung 15: Duales Energieverteilssystem für elektrische Energie und grüne Gase</i>	65
<i>Abbildung 16: Bio-SNG Produktion mit 10 MW Biomasse-Input</i>	67
<i>Abbildung 17: Entwicklung des Bruttoinlandsverbrauch im Burgenland von 2000 bis 2020</i>	70
<i>Abbildung 18: Entwicklung des Bruttoinlandsverbrauch an ERDGAS im Burgenland von 2000 bis 2020</i>	70
<i>Abbildung 19: Entwicklung des Bruttoinlandsverbrauch biogenen Energieträgern im Burgenland von 2000 bis 2020</i>	71