

Energieforschungsprogramm

Publizierbarer Endbericht

Programmsteuerung:

Klima- und Energiefonds

Programmabwicklung:

Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG)

Endbericht

erstellt am

04/09/2024

ADORe-SNG

Comprehensive Automation, Digitalisation & Optimization of Renewable
& Sustainable SNG-production

Projektnummer: 881135

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Ausschreibung	6. Ausschreibung Energieforschungsprogramm
Projektstart	01.04.2021
Projektende	30.06.2024
Gesamtprojektdauer (in Monaten)	39 Monate
ProjektnehmerIn (Institution)	Technische Universität Wien, Institut für Mechanik und Mechatronik Verto Engineering GmbH Zühlke Engineering (Austria) GmbH Technische Universität Wien, Institut für Verfahrenstechnik, Umwelttechnik und Technische Biowissenschaften BEST – Bioenergy and Sustainable Technologies GmbH
AnsprechpartnerIn	Martin Kozek
Postadresse	Getreidemarkt 9 / E325, 1060 Wien
Telefon	+43 1 58801 325512
E-mail	martin.kozek@tuwien.ac.at
Website	https://www.tuwien.at/mwbw/mec

ADORe-SNG

Comprehensive Automation, Digitalisation & Optimization of Renewable & Sustainable SNG-production

AutorInnen:

Lukas Stanger
Stefan Jankovic
Matthias Binder
Alexander Bartik
Robert Sorschag
Stefan Müller
Alexander Schirrer
Martin Kozek

1 Inhaltsverzeichnis

1	Inhaltsverzeichnis	4
2	Einleitung	5
2.1	Aufgabenstellung	5
2.2	Schwerpunkte des Projekts	6
2.3	Einordnung in das Programm	6
2.4	Verwendete Methoden	7
2.5	Aufbau der Arbeit	7
3	Inhaltliche Darstellung	8
3.1	Anlagenbeschreibung	8
3.2	Modellierung	13
3.3	Prozessoptimierung	17
3.4	Prozessmonitoring	18
3.5	Automatisierung und Regelung	20
3.6	Technoökonomische Bewertung	25
3.7	Digitalisierung	25
4	Ergebnisse und Schlussfolgerungen	29
4.1	Prozessmonitoring	29
4.2	Automatisierter Betrieb	33
4.3	Technoökonomische Analyse	42
4.4	Digitalisierung	45
4.5	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	46
5	Ausblick und Empfehlungen	47
6	Literaturverzeichnis	49
7	Kontaktdaten	50

2 Einleitung

2.1 Aufgabenstellung

Die globale Erwärmung stellt die Menschheit vor große Herausforderungen. Eine der dringendsten Aufgaben ist die Reduktion von Treibhausgasemissionen, um den Temperaturanstieg zu begrenzen (IPCC, 2023). Dazu ist es notwendig, auf alternativen für fossile Energieträger umzusteigen. Ein derzeit wichtiger Energieträger zur Energieversorgung ist Erdgas, von welchem im Jahr 2022 4159 Milliarden m³ verbraucht wurden (IEA, 2023). Gasförmige Brennstoffe werden voraussichtlich auch in absehbarer Zukunft wichtige Energieträger bleiben, so dass eine nachhaltige Substitution sinnvoll ist. Synthetisches Erdgas (SNG) aus Biomasse oder Reststoffen ist eine Möglichkeit, einen solchen Ersatz zu schaffen (Bartik, 2024). Im vorliegenden Forschungsprojekt wird ein verfahrenstechnischer Prozess zur Erzeugung von einspeisefähigem SNG aus Festbrennstoffen wie Rest- und Abfallstoffen untersucht. Ein Grundfließbild des untersuchten Gesamtprozesses wird aus verfahrenstechnischer Perspektive in Abbildung 1 gezeigt. Dazu gehören die Zweibettwirbelschicht („Dual Fluidized Bed“, DFB) Gaserzeugung, Gasreinigung, Wirbelschichtmethanierung und SNG-Aufbereitung. Diese Technologien sind bereits in verschiedenen Maßstäben, von Pilotanlagen bis hin zu industriellen Demonstrationsprojekten, erfolgreich umgesetzt worden.

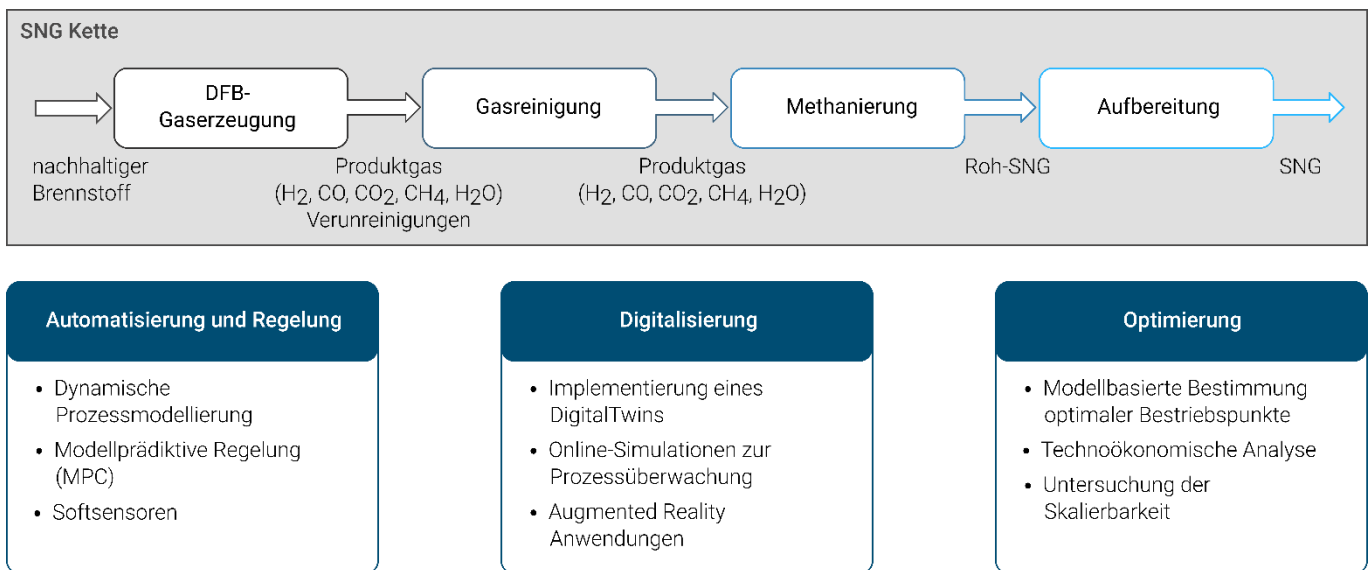


Abbildung 1. Prozesskette SNG-Erzeugung.

Die Forschungsaktivitäten der letzten Jahrzehnte führten zur Errichtung zahlreicher großtechnischer Biomassevergassungsanlagen für die Produktion von Strom und Wärme aus Biomasse in Form von Waldhackgut (Kaltschmitt & Streicher, 2009). Gleichzeitig konnte auch die Herstellung von synthetischem Erdgas aus holzartiger Biomasse in Güssing und in Göteborg erfolgreich demonstriert werden (Rehling, 2012).

Trotz der technologischen Fortschritte in diesen Bereichen wurde bisher die umfassende Automatisierung, Digitalisierung und ganzheitliche Prozessoptimierung der SNG-Erzeugung weitgehend vernachlässigt. Dies bietet enormes Potenzial zur Effizienzsteigerung und Kostenreduktion, das es zu erschließen gilt.

Derartige Anlagen werden derzeit entweder manuell oder mit Eingrößenreglern betrieben, die spezifische Prozessgrößen steuern. Manuelle Steuerung erfordert erheblichen Aufwand seitens der Anlagenfahrer, um den Prozess trotz veränderlicher Störgrößen, wie schwankender Brennstoffqualität, konstant zu halten. Zudem variiert die Effizienz des Betriebs je nach Erfahrung der Anlagenfahrer. Eine Automatisierung der SNG-Erzeugung kann die Anlagenfahrer entlasten und einen gleichmäßigen Betrieb nahe dem optimalen Betriebspunkt sicherstellen.

In den DFB-Gaserzeugungsversuchen bzw. SNG-Kettenversuchen bis zu diesem Projekt war es ein zentrales Problem, dass die Versuche erst Tage bis Wochen nach ihrer Durchführung ausgewertet werden und ihre Performance bestimmt werden konnte. Während eines Versuches gab es für die Anlagenfahrer nur indirekte Indikationen bzw. „Faustregeln“ über die Qualität des aktuellen Betriebspunktes. Eine große Unbekannte hierbei war der Wassergehalt des Produktgases, der essentiell für die Bestimmung des Produktgas-Volumenstroms war, welcher wiederum zentral für die Berechnung des Kaltgaswirkungsgrades ist.

2.2 Schwerpunkte des Projekts

Das vorliegende Forschungsprojekt zielt darauf ab, die gesamte Prozesskette der SNG-Erzeugung durch Biomasse systematisch zu optimieren, zu automatisieren und zu digitalisieren. Die wichtigsten Schwerpunkte des Projekts sind:

- **Prozessoptimierung:** Ziel ist es, die Effizienz der SNG-Erzeugung zu steigern. Dies wird durch den Einsatz fortschrittlicher Simulationsmethoden erreicht, die eine detaillierte Analyse und Optimierung der gesamten Prozesskette ermöglichen.
- **Automatisierung und Regelung:** Durch die Entwicklung und Implementierung fortschrittlicher Modellierungs- und Regelungsstrategien wird der SNG-Erzeugungsprozess weitgehend automatisiert. Dies umfasst die Modellierung physikalischer Prozesse, die Identifikation relevanter Parameter und die Anwendung modellprädiktiver Regelung (MPC) sowie traditioneller PI-Regelung.
- **Digitalisierung:** Die Integration digitaler Technologien soll die Überwachung, Steuerung und Optimierung des gesamten Prozesses verbessern. Dazu gehören Cloud-basierte Datenmanagement- und Übertragungslösungen sowie die Entwicklung von Visualisierungen und Web-Dashboards zur Echtzeitüberwachung der Prozessdaten.
- **Untersuchung der Skalierbarkeit und der Technoökonomie:** Eine technoökonomische Analyse wird auf der Grundlage von Prozesssimulationen durchgeführt, um die Wirtschaftlichkeit sowohl der TU Wien Pilotanlage als auch von Anlagen im industriellen Maßstab zu untersuchen.

2.3 Einordnung in das Programm

Das Projekt ist Teil des Programms zur Digitalisierung von Energiesystemen. Es trägt wesentlich zur Erreichung übergeordneter Ziele bei, wie der Reduktion der Energie- und CO₂-Intensität unserer Wirtschaft. Darüber hinaus stärkt es die Technologieführerschaft Österreichs im Bereich der Gaserzeugung aus Biomasse und Reststoffen. Durch die Entwicklung und Implementierung fortschrittlicher Technologien zur SNG-Erzeugung wird ein wichtiger Beitrag zur nachhaltigen Transformation des Energiesektors geleistet.

2.4 Verwendete Methoden

- **Prozessoptimierung:** Die Optimierung der SNG-Erzeugung erfolgt mittels IPSEpro-Simulationen. Diese ermöglichen eine detaillierte Modellierung und Analyse der Prozessschritte, um optimale Betriebspunkte zu bestimmen und dadurch die Effizienz und Effektivität des gesamten Prozesses zu steigern.
- **Automatisierung und Regelung:** Zur Identifikation von Modellen für modellbasierte Regelungsverfahren werden sowohl physikalische Modellierungsansätze wie Energiebilanzen und kinetische Modelle als auch rein datengetriebene Verfahren wie künstliche neuronale Netze eingesetzt. Die Modellparameter werden sowohl aus vorhandenen Messdaten als auch durch gezielte Identifikationsversuche bestimmt. Zur Regelung werden je nach Systemeigenschaften modellprädiktive Regelung (MPC) und PI-Regelung angewendet.
- **Digitalisierung:** Die Nutzung von Microsoft Azure als Cloud-Plattform ermöglicht ein effizientes Datenmanagement und eine sichere Datenübertragung. Dies unterstützt die Überwachung und Steuerung des Prozesses in Echtzeit. Die Entwicklung von Web-Dashboards ermöglicht eine Visualisierung der Prozessdaten in Echtzeit und bietet dem Anlagenfahrer einen umfassenden Überblick. Dadurch kann der Prozess besser überwacht und optimiert werden. Darüber hinaus wird die Bedienung und Wartung der Anlagen durch den Einsatz von Mixed Reality (MR) unterstützt. Dies ermöglicht eine verbesserte Bedienbarkeit und Wartungseffizienz.
- **Technoökonomische Analyse:** Eine umfassende technoökonomische Analyse bewertet die wirtschaftlichen und technischen Auswirkungen der Prozessoptimierungen. Dies umfasst die Analyse der Betriebskosten, der Investitionskosten und der wirtschaftlichen Rentabilität der optimierten Prozesse. Ziel ist es, die Skalierbarkeit und die wirtschaftliche Tragfähigkeit der entwickelten Technologien sicherzustellen.

Im Rahmen des Projektes wurden Versuche an der 100 kW Pilotanlage an der TU Wien durchgeführt. An dieser Anlage wurde die Prozesskette bis zur Wirbelschichtmethanierung umgesetzt. Die SNG-Aufbereitung wurde simulativ untersucht. Weiters wurde die Übertragbarkeit der Konzepte auf größere Anlagen untersucht, wofür Messdaten der 1 MW Demonstrationsanlage der BEST zur Verfügung standen.

2.5 Aufbau der Arbeit

Der folgende Abschnitt „Inhaltliche Darstellung“ beginnt mit der Beschreibung der im Projekt untersuchten Anlagen. Anschließend werden die Modelle vorgestellt, die als Grundlage für die Prozessoptimierung, das Prozessmonitoring, die Automatisierung und Regelung sowie die techno-ökonomische Analyse dienen. Im abschließenden Kapitel „Digitalisierung“ wird der Aufbau der digitalen Plattform sowie der Einsatz von Mixed-Reality-Anwendungen erläutert.

Im Kapitel „Ergebnisse und Schlussfolgerungen“ werden die Ergebnisse des Prozessmonitorings, der Automatisierung und Regelung, der Anlagendigitalisierung sowie der techno-ökonomischen Analyse dargestellt und diskutiert.

Abschließend werden im Ausblick offene Forschungsfragen aufgezeigt und konkrete Empfehlungen für die Umsetzung der Optimierungs-, Automatisierungs- und Digitalisierungskonzepte in Forschungs- und Industrieanlagen gegeben.

3 Inhaltliche Darstellung

3.1 Anlagenbeschreibung

Im Projekt stehen zwei physische Anlagen zur Verfügung. Einerseits die 100 kW Pilotanlage, inklusive einer Prozesskette zur Roh-SNG-Erzeugung, welche für die Bereitstellung der Datenbasis, sowie der Implementierung, Umsetzung, und Validierung der Optimierungs-, Automatisierungs-, Regelungs- und Digitalisierungsmaßnahmen zum Einsatz kommt. Andererseits die 1 MW Demonstrationsanlage, welche die Möglichkeit der Übertragbarkeit der Projektergebnisse auf größere Anlagen anhand von Messdaten und Simulationen zeigt. Im Folgenden wird auf die beiden Anlagen bzw. die Prozesskette genauer eingegangen.

3.1.1 100 kW Pilotanlage

An der TU Wien, steht eine Prozesskette im Pilotmaßstab zur Erzeugung von (Roh-)SNG aus holzartiger Biomasse und weiteren Reststoffen zur Verfügung. Das Herzstück der Prozesskette bildet dabei die 100 kW_{th} DFB Pilotanlage sowie eine 10 kW Wirbelschichtmethanierungsanlage, in welcher ein Teilstrom des produzierten Produktgases aus der Pilotanlage methaniert wird.¹ Die beiden Anlagen sind über Gasreinigungsschritte (Heißgasfilter, Biodieselwäscher, Aktivkohleadsorber, ZnO Polzeifilter) miteinander verbunden (Abbildung 2). Da der Fokus der Automatisierung, Optimierung und Digitalisierung auf Seiten der Gaserzeugung und Methanierung liegt, wird folglich auf diese Prozesse genauer eingegangen. Abbildung 3 (links) zeigt eine schematische Zeichnung der 100 kW_{th} DFB Pilotanlage. Das DFB-Prinzip beruht auf zwei miteinander verbundenen Wirbelschichtreaktoren – dem Gaserzeugungs- (GR) und Verbrennungsreaktor (CR). Biomasse wird in den unteren Teil des Gaserzeugungsreaktors gefördert, in welchem mit Wasserdampf in einer blasenbildenden Wirbelschicht die Umwandlung zu Produktgas bei 750-850 °C erfolgt. Das Produktgas besteht aus H₂, CO, CO₂, CH₄ und H₂O sowie Verunreinigungen in Form von Teeren, Kohlenwasserstoffen und stickstoff- und schwefelhaltigen Substanzen. Nach der Gasreinigung kann dieses Produktgas vorteilhaft zur Methanierung verwendet werden. Biomassekoks, welcher in der Gaserzeugung nicht vollständig umgesetzt wurde, wird mit dem Bettmaterial über das Lower Loop Seal (LLS) in den CR transportiert. Dort erfolgt die Verbrennung des Koks mit Zusatzbrennstoff (Öl+Luft) in einer schnellen Wirbelschicht, wodurch es zu einer Erwärmung des Bettmaterials auf 900-950°C kommt. Das heiße Bettmaterial wird mit dem Luftstrom nach oben transportiert, abgeschieden und über ein Loop Seal (ULS) zurück in den GR transportiert um dort die endothermen Vergasungsreaktion mit Wärmeenergie zu versorgen. Der obere GR ist als Gegenstromkolonne ausgeführt, um die Verweilzeit und Turbulenz

¹ Der Rest des erzeugten Produktgases in der 100 kW Pilotanlage wird nach Vermessung der Produktgaszusammensetzung thermisch verwertet. Dies ergibt sich aus den unterschiedlichen Leistungsgrößen der beiden Anlagen.

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

zwischen Produktgas und Bettmaterial zu erhöhen, und somit eine höhere Produktgasqualität zu erreichen. Mitgerissene Partikel aus dem oberen GR, können über ein Internal Loop Seal (ILS) wieder dem untern GR zugeführt werden.

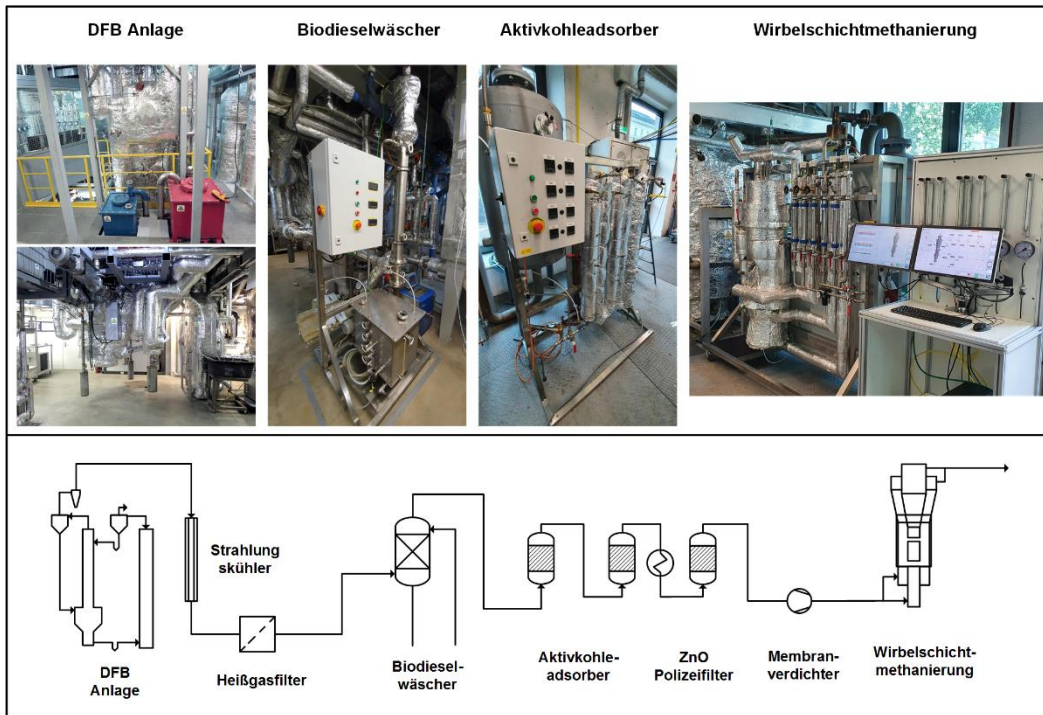


Abbildung 2. Prozesskette zur (Roh-)SNG-Erzeugung an der TU Wien

Die Wirbelschichtmethanierung (Abbildung 3 rechts) ist als blasenbildende Wirbelschicht mit interner Bettmaterialzirkulation zwischen einer „draft tube“ und einer „annular region“ ausgeführt. Als Bettmaterial dient ein Nickelkatalysator, welcher die Methanierungs- und Wassergas-Shift-Reaktionen im Temperaturbereich zwischen 300°C-400°C katalysiert:



Die Anlage ist für eine Roh-SNG Leistung von 5-10 kW ausgelegt und verwendet daher nur einen Teilstrom der in der DFB-Anlage produzierten Produktgasmenge. Mehr Informationen zur Wirbelschichtmethanierung können (Bartik et al., 2023) und (Bartik et al., 2022) entnommen werden.

Die Prozesskette ist mit über 130 Temperatur- und 80 Druckmessungen ausgestattet. Zusätzlich wird die Produktgas-, Abgas-, und Roh-SNG Zusammensetzung mittels 27 Analysewerten erfasst. Die wichtigsten Prozessgrößen für einen erfolgreichen und effizienten Anlagenbetrieb stellen

- die Gaserzeugungstemperatur,
- die Produktgas- und Roh-SNG-Menge
- die Produktgas- und Roh-SNG-Zusammensetzung,
- die Methanierungstemperatur,
- und ein Mindestsauerstoffgehalt im Abgas dar.

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

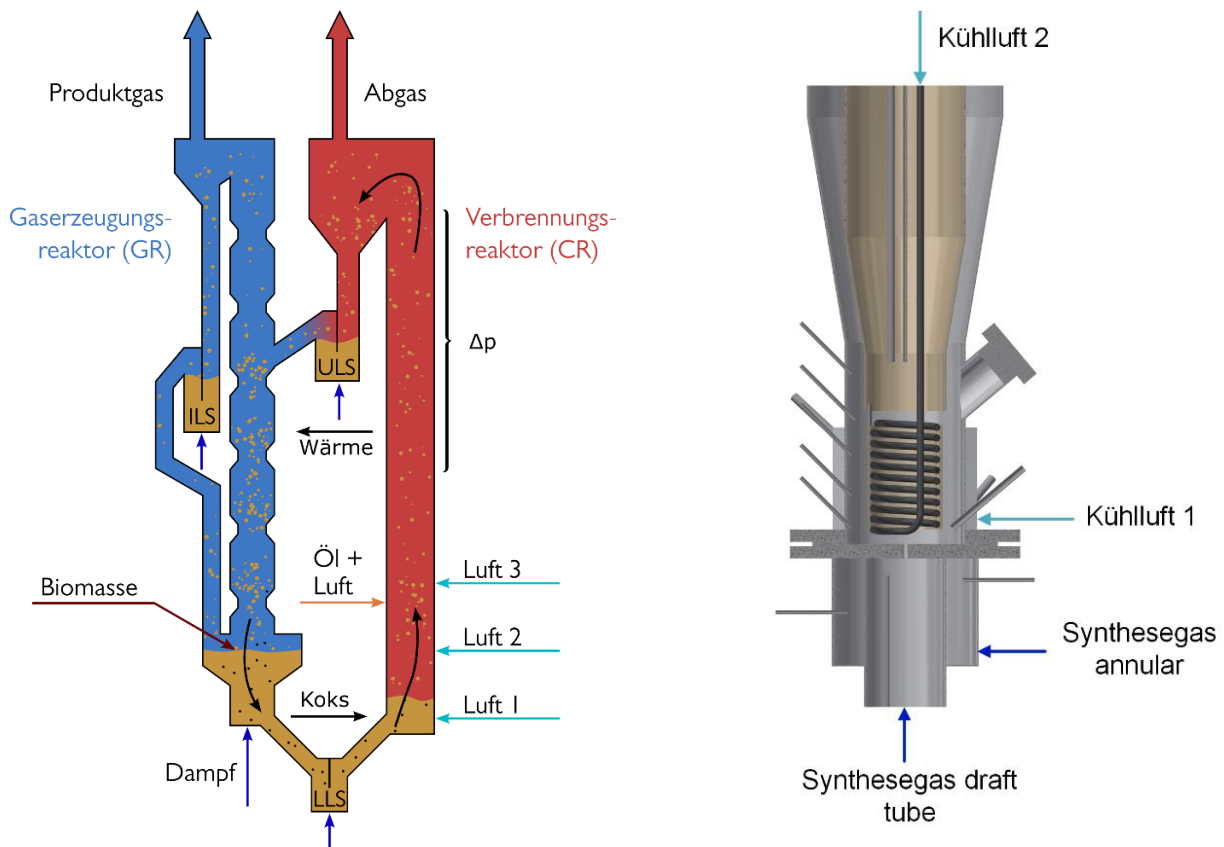


Abbildung 3: Schematische Zeichnung der DFB-Anlage (links) und des Wirbelschichtmethanierungsreaktors (rechts)

Diese Größen müssen einerseits gezielt beeinflusst werden können und andererseits in einem Betriebspunkt stationär gehalten werden können und stellen somit auch im vorliegenden Projekt die Zielgrößen dar. Die wichtigsten Einfluss- bzw. Stellgrößen auf diese Prozessgrößen werden ebenfalls in Abbildung 3 dargestellt. Bei der DFB-Pilotanlage ist das der Biomassemassenstrom, die Dampfmenge im GR, die Ölmenge im CR, sowie die Luftstufungen (Luft 1, Luft 2, Luft 3) welche neben dem Sauerstoffgehalt im Abgas vor allem auch die Bettmaterialzirkulation beeinflussen. Die Bettmaterialzirkulation kann wiederum durch den Druckabfall im oberen CR (Δp) charakterisiert werden. Bei der Wirbelschichtmethanierung betrifft dies die Kühlluftvolumenströme zur Regelung der Methanierungstemperatur und die Membranverdichterdrehzahl, welche den Synthesegasvolumenstrom zur Methanierung vorgibt. Um die automatisierte Ansteuerung dieser Größen zu erreichen, wurden im Zuge des Projekts folgende Stellglieder verwendet bzw. teilweise neu installiert:

- elektromotorische Stellventile für die Luftstufung im CR (Luft 1, Luft 2, Luft 3)
- elektromotorische Stellventile für die Kühlluft im Methanierungsreaktor (Kühlluft 1, Kühlluft 2)
- elektromotorisches Stellventil für die Dampfzufuhr in den GR
- drezahlgesteuerte Peristaltikpumpe für die Ölzufuhr in den CR
- drezahlgesteuerte Schnecke zur Biomasseförderung
- Membranverdichter mit Balgengaszähler und Impulsnehmer zur Regelung des Synthesegasvolumenstroms in den Methanierungsreaktor.

Die Stellglieder wurden in das Prozessleitsystem und in die Datenkommunikationsstruktur integriert (siehe auch Kapitel 3.7).

3.1.2 1 MW Demonstrationsanlage

Die 1 MW Demonstrationsanlage der BEST („Syngas Platform Vienna“) verfügt über einen DFB Reaktor und jeweils einer Reinigungsstrecke für Produkt- und für Abgas. Anders als in der Versuchsanlage an der TU Wien, ist nur die DFB-Gaserzeugung und Gasreinigung bis zur RME-Wäsche implementiert. Methanierung inkl. vorangeschalteten Adsorbern sind nicht Teil der Prozesskette. Das Produktgas der Gaserzeugung wird im Regelfall in einer Brennkammer kontrolliert verbrannt, oder kann am Standort für verschiedene Versuchsanlagen (z.B. FT-Synthese) verwendet, oder in Gasflaschen gespeichert werden.

DFB Reaktor der 1 MW Demonstrationsanlage (siehe Abbildung 4): Der untere Teil des GRs ist ebenfalls als blasenbildender Wirbelschichtreaktor betrieben. Darüber befindet sich eine Gegenstromkolonne. Ein Internal Loop Seal (ILS) ist nicht vorhanden, stattdessen werden Partikel aus dem Strahlungskühler in den Gasreaktor (GR) zurückgeführt. Der GR ist über eine ebenfalls mit Dampf fluidisierte Rutsche mit dem Verbrennungsreaktor (CR) verbunden.

Der CR wird, wie auch bei der 100 kW Pilotanlage, mit Luft fluidisiert und ist als schnelle Wirbelschicht ausgeführt. Zusätzlich zu den drei Heißluftstufen gibt es eine Bodenluftzufuhr. Auch bei dieser Anlage wird im stationären Gaserzeugungsbetrieb Heizöl zugeführt. Dies ist der Anlagengröße geschuldet und ist bei industriellen Großanlagen, aufgrund der (relativ gesehen) geringeren Wärmeverluste, nicht mehr notwendig. Darüber hinaus besteht bei dieser Anlage die Möglichkeit, Produktgas in den CR zu rezirkulieren, um den Heizölbedarf teilweise oder komplett zu ersetzen.

Produkt- und Abgasstrecke der 1 MW Demonstrationsanlage (siehe Abbildung 5): Das Produktgas wird in einem wassergekühlten Strahlungskühler abgekühlt. Der Strahlungskühler ist U-förmig ausgeführt, am tiefsten Punkt sammelt sich koks-reiches, partikuläres Material, das über Schnecken in den unteren GR rückgeführt wird. In einem Zyklon sowie einem nachgeschaltetem Keramikkerzenfilter wird die Partikelbelastung des Produktgases nochmals stark abgesenkt. Die am Filter und im Zyklon abgeschiedenen Partikel werden über Schneckenfördersysteme in den CR rückgeführt. In einer Quench wird das Produktgas durch Einsprühen von Wasser stark abgekühlt. Dabei wird der überwiegende Teil des Wasserdampfs kondensiert und es werden die restlichen Partikel abgetrennt. Zusätzlich werden wasserlösliche Komponenten (z.B. NH_3 , HCl) aus dem Produktgas herausgewaschen.

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

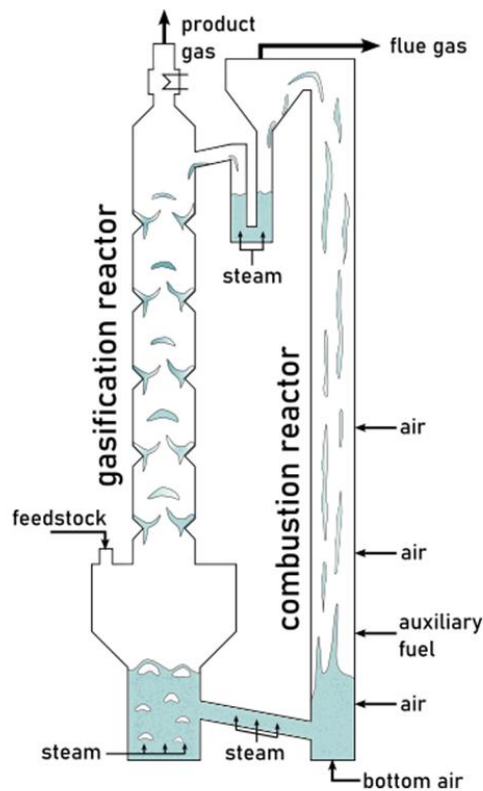


Abbildung 4. Schematische DFB Reaktordarstellung 1 MW Demonstrationsanlage. Adaptiert von (Huber et al., 2024).

In einem nachfolgenden Biodieselwäscher (Rapsölmethylester (RME)) wird der Großteil des Teers aus dem Gas gewaschen. Der Wäscher ist als Schüttkörperkolonne ausgeführt und das beladene Wäschermedium wird in einem Phasentrennbecken in eine organische und eine wässrige Phase getrennt. Die organische Phase wird gekühlt und in den Wäscher zurückgeführt, während die wässrige Phase entsorgt wird. Für den kontinuierlichen Betrieb besteht die Möglichkeit frischen RME in den Waschmittelkreislauf zuzuführen, und beladenes Waschmittel aus dem Phasentrennbecken abzuziehen und dem CR zur energetischen Verwertung rückzuführen. Über ein Gebläse gelangt das Produktgas zu den Synthesanlagen, oder in eine Nachbrennkammer. Das Gebläse erzeugt einen Unterdruck für die gesamte Produktgaslinie. Das verbrannte Produktgas wird mit dem Abgas des CR zusammengeführt und an den Standortbetreiber übergeben. Die Messung der erzeugten Produktgasmenge erfolgt bei dieser Anlage nach Kondensation des Wassers.

Das Abgas aus dem CR wird wie das Produktgas in einem wassergekühlten Strahlungskühler gekühlt. Das hier anfallende partikuläre Material wird, gemeinsam mit anfallender Asche aus den nachfolgenden Gasreinigungsschritten, über Schnecken aus dem Prozess ausgeschleust. In einem Zyklon wird die Partikelbelastung des Abgases weiter reduziert. In einem nachgeschalteten Wärmetauscher wird Energie aus dem Abgas genutzt, um Luft für den CR vorzuwärmen. Um den Prozess flexibel betreiben zu können, ist dem Luftvorwärmer ein Redundanzkühler nachgeschaltet, der sicherstellt, dass die Maximaltemperatur des Gewebefilters nicht überschritten wird. Im Gewebefilter wird der Großteil der restlichen Partikel aus dem Abgas abgetrennt und zusammen mit den Partikeln aus dem Zyklon sowie dem Strahlungskühler aus

dem Prozess ausgeschleust. Am Ende des Abgaswegs befindet sich ein Gebläse, dieses stellt einen Unterdruck im Abgasweg ein und fördert das gereinigte Abgas, welches zusammen mit dem verbrannten Produktgas an den Standortbetreiber übergeben wird.

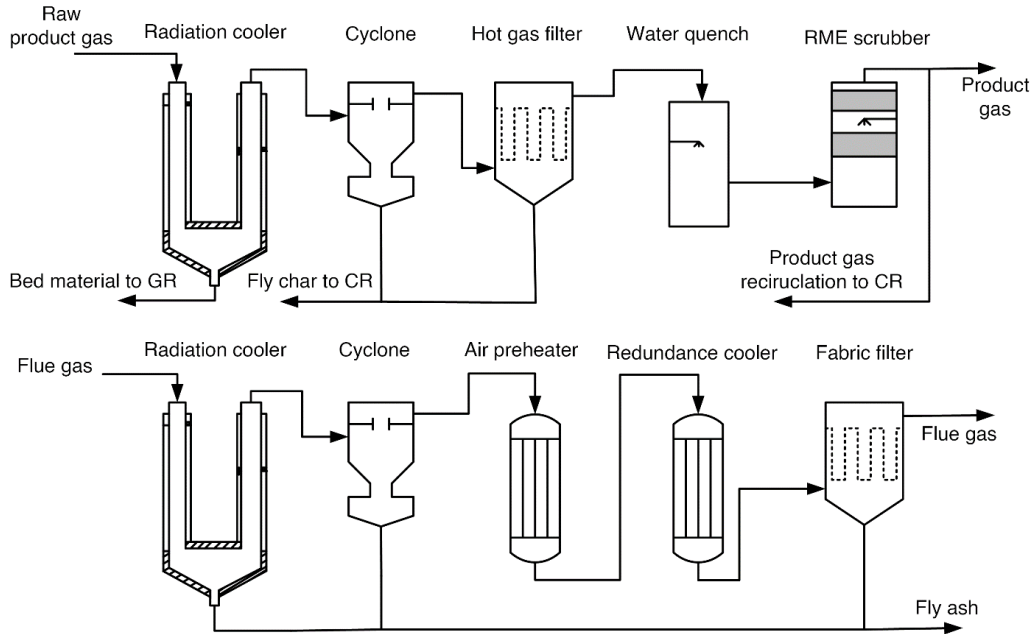


Abbildung 5. Übersicht Produktgas- und Abgasstrecke an der 1 MW Demonstrationsanlage. Adaptiert von (Huber et al., 2024).

3.2 Modellierung

Im folgenden Abschnitt werden die im Rahmen des Forschungsprojekts entwickelten Modelle des SNG-Erzeugungsprozesses vorgestellt. Diese Modelle sind von zentraler Bedeutung für verschiedene Anwendungen wie die modellbasierte Prozessoptimierung, die Auswertung von Anlagenversuchen, die modellbasierte Regelung und die Entwicklung modellbasierter Softsensoren. Jede dieser Anwendungen stellt spezifische Anforderungen an die Modelle, die im Folgenden kurz skizziert werden.

3.2.1 Modell zur Auswertung von Anlagenversuche und zum Prozessmonitoring (IPSEpro)

Das Modell bildet die Zusammenhänge der verschiedenen Komponenten der SNG-Prozesskette durch ein Fließbild ab. Diese Zusammenhänge werden durch Massen- und Energiebilanzen modelliert. Gemessene Prozessgrößen werden in der Simulation verwendet, um nicht direkt messbare Größen wie den Teergehalt im Produktgas oder den unvergasten Kohlenstoff zu bestimmen.

IPSEpro ist ein stationäres, gleichungsorientiertes Simulationsprogramm. Das bedeutet, dass stationäre Betriebspunkte berechnet werden können, indem ein Gleichungssystem gelöst wird. In dieses Gleichungssystem gehen Massen-, Element- und Energiebilanzen sowie Messwerte aus der Anlage. Die Gleichungen der einzelnen Prozesskomponenten sind in einer Modellbibliothek enthalten. Die verwendete Modellbibliothek ist in (Pröll, 2004) beschrieben und wurde seither kontinuierlich weiterentwickelt. Zusätzlich werden Stoffdaten der verwendeten Komponenten in das Programm integriert.

3.2.2 Modell zur Bestimmung der optimalen Betriebspunkte (IPSEpro)

Dieses Modell soll beschreiben, wie sich vom Anlagenfahrer einstellbare Prozessgrößen wie Brennstoff- oder Dampfungabe auf wesentliche KPIs wie den Kaltgaswirkungsgrad an einem stationären Arbeitspunkt auswirken. Das Modell soll es ermöglichen, die optimalen Betriebsparameter zu bestimmen, um den Anlagenbetrieb auf definierte Weise zu optimieren.

Das Modell baut auf derselben Modellbibliothek auf wie das Modell zur Versuchsauswertung. Es wurde jedoch um Kennlinien für die Leistung der wichtigsten Anlagenkomponenten erweitert. Als Basis hierfür dienten historische Versuchsdaten (Benedikt, 2020) sowie Literaturdaten. So kann die Produktgas- bzw. Roh-SNG-Zusammensetzung auf Basis der Gaserzeugungs- bzw. Wirbelschichtmethanierungstemperatur vorhergesagt werden. Gleichfalls kann der Energie- und Betriebsmittelaufwand für Gasreinigungsschritte wie RME- oder Aminwäsche abgeschätzt werden.

Für die ökonomische Bewertung sind Kostensätze für die Betriebsmittel, laufende Anlagenkosten sowie Investitionskosten hinterlegt, mit denen ein Produktgestehungspreis berechnet werden kann. Eine detaillierte Beschreibung des verwendeten Modells sowie der technoökonomischen Analyse soll in den kommenden Monaten publiziert werden.

3.2.3 Modell zur Implementierung einer modellprädiktiven Regelung für die DFB-Anlage (MATLAB)

Zur Implementierung einer modellprädiktiven Regelung wird ein Modell benötigt, das beschreibt, wie sich veränderbare Prozessgrößen auf den Prozess auswirken. Dieses Modell muss in der Lage sein, dynamisch vorherzusagen, wie sich wesentliche Größen wie Reaktortemperaturen und Gaszusammensetzungen in Zukunft verändern werden. Dadurch kann der modellprädiktive Regler die einstellbaren Prozessgrößen so wählen, dass Sollwerte verfolgt und Störungen ausgeglichen werden.

Eine detaillierte Beschreibung der Modellierung der DFB-Anlage ist in (Stanger et al., 2023) zu finden. Das Modell der DFB-Anlage basiert im Wesentlichen auf Massen- und Energiebilanzen für die beiden Reaktoren. Unbekannte Modellparameter wie die Wärmekapazitäten der Reaktoren wurden mithilfe von Messdaten identifiziert. Dazu wurden spezielle Identifikationsversuche an der Pilotanlage durchgeführt. Das zirkulierende Bettmaterial transportiert Wärme vom CR zum GR und Restkoks vom GR zum CR. Der Massenstrom des zirkulierenden Bettmaterials lässt sich kaum direkt messen. Allerdings ist die Druckdifferenz im oberen Teil des CR (Δp) ein Indikator für die aktuell zirkulierende Menge an Bettmaterial und wird daher als wesentliche Hilfsgröße in der Modellierung verwendet. Ein Submodell („Zirkulationsmodell“) simuliert, wie die Stellgrößen, hauptsächlich die Luftströme im Verbrennungsreaktor, die Druckdifferenz im CR beeinflussen. Diese Druckdifferenz wird wiederum in den Energiebilanzen genutzt, um zu charakterisieren, wie viel Wärme momentan vom CR zum GR transportiert wird. Abbildung 6 zeigt die Modellstruktur des DFB-Anlagenmodells.

Anmerkung Zirkulationsmodell: Für das Zirkulationsmodell wurden drei verschiedene Modellierungsansätze verwendet: ein lineares Modell, ein künstliches neuronales Netz und eine Gaußprozess-Regression. Bei der Pilotanlage hat sich gezeigt, dass die Zirkulation gut durch lineare Modelle abgebildet werden kann. Um die Modellierung jedoch anlagenunabhängiger zu gestalten, wurden darüber hinaus auch nicht-lineare Ansätze implementiert.

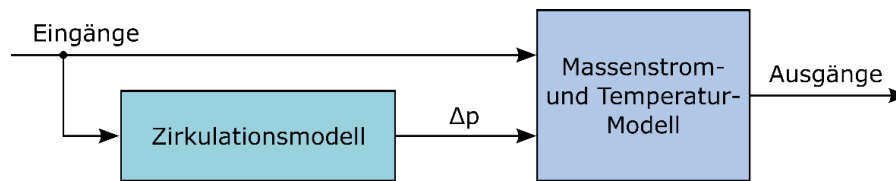


Abbildung 6. Struktur des prädiktiven dynamischen Modells zur Modellierung der DFB Anlage. Adaptiert von (Stanger et al., 2023).

Im Modell werden die folgenden Ausgänge abgebildet:

- Massenstrom Produktgas (\dot{m}_{PG})
- Massenstrom Abgas (\dot{m}_{FG})
- Temperatur GR (T_{GR})
- Temperatur CR (T_{CR})
- Sauerstoffgehalt Abgas ($y_{O_2,AG}$)

Folgende **Eingänge** werden zur Modellierung verwendet:

- Brennstoffmassenstrom (kg/h)
- Heizölvolumenstrom (ml/h)
- Dampf GR (kg/h)
- Dampf Internal Loop Seal (kg/h)
- Dampf Upper Loop Seal (kg/h)
- Dampf Lower Loop Seal (kg/h)
- Luft 1 (Nm³/h)
- Luft 2 (Nm³/h)
- Luft 3 (Nm³/h)
- Druckdifferenz CR (mbar)
- Temperatur Dampf GR (°C)
- Temperatur Dampf Internal Loop Seal (°C)
- Temperatur Dampf Upper Loop Seal (°C)
- Temperatur Dampf Lower Loop Seal (°C)
- Temperatur Luft 1 (°C)
- Temperatur Luft 2 (°C)
- Temperatur Luft 3 (°C)

Im Reglerdesign werden diese Eingangsgrößen dann in Stellgrößen und Störgrößen unterschieden. Für die Modellierung spielt diese Unterscheidung allerdings noch keine Rolle.

3.2.4 Modell zur Implementierung eines Softsensors für die Produktgaszusammensetzung (MATLAB)

Ein modellbasierter Softsensor zur Überwachung der Produktgaszusammensetzung wird implementiert, der Messungen und Modellvorhersagen kombiniert. Hierfür wird ein prädiktives, dynamisches Modell benötigt, das die Produktgaszusammensetzung in Abhängigkeit von wesentlichen Prozessgrößen wie Brennstoffzufuhr, Reaktortemperatur und Bettmaterialzirkulation beschreibt.

Der Fokus dieses Modells liegt auf der Prädiktion der Produktgaszusammensetzung in Abhängigkeit von relevanten Prozessvariablen wie Reaktortemperaturen, Brennstoff-zu-Dampf-Verhältnis und Bettmaterialzirkulation. Die Modelle wurden im Rahmen der Arbeit (Vogler et al., 2024) entwickelt und dort detailliert beschrieben. Anhand von Messdaten aus früheren Anlagenversuchen werden Modelle identifiziert, die den Ablauf der wesentlichen Reaktionen im GR beschreiben.

Folgende Komponenten im Produktgas werden modelliert: H_2 , CO , CO_2 , CH_4 , H_2O , C_2H_4 , C_2H_6 , N_2 , O_2 sowie Teer. Zusätzlich werden die Abgaskomponenten N_2 , O_2 , CO_2 , CO und H_2O sowie die Menge des vom GR in den CR transportierten Restkokes berücksichtigt.

Die folgenden Modelleingänge werden berücksichtigt: Brennstoffeintrag inklusive Zusammensetzung, Dampfungabe, Temperatur im GR, Temperatur im CR, Luftzufuhr in den CR, Ölungabe, Bettmaterialumlauf (repräsentiert durch die Druckdifferenz im oberen CR) sowie die Druckdifferenz in den Siphons zur Bestimmung der Dampfmenge, die von den Siphons in den GR und CR strömt.

3.2.5 Kinetisches Modell für Regelung (Methanierung)

Zur Entwicklung einer modellbasierten Temperaturregelung für den Methanierungsreaktor und eines Softsensors für die SNG-Zusammensetzung wird ein dynamisches Modell des Reaktors benötigt. Dieses Modell soll die Reaktortemperatur sowie die SNG-Zusammensetzung in Abhängigkeit von der Zusammensetzung und dem Durchfluss des einströmenden Synthesegases sowie der Kühlluftzufuhr beschreiben.

Die Modellierung des Methanierungsreaktors wurde im Rahmen einer der Arbeit (Grossgasteiger, 2022) durchgeführt, wobei ein dynamisches Reaktormodell erstellt wurde. Zur Bestimmung der Modellparameter wurden sowohl bestehende Versuchsdaten verwendet als auch gezielt Identifikationsversuche durchgeführt.

Das kinetische Reaktormodell basiert auf bestehenden Modellen für Wirbelschicht-Methanierungsreaktoren und unterscheidet zwischen einer Bubble Phase (Blasen in der Wirbelschicht) und einer Dense Phase (Katalysator). Es wird angenommen, dass die Reaktionen ausschließlich in der Dense Phase stattfinden. Die Stoffmengenbilanzen werden für die Komponenten H_2 , CO , CO_2 , CH_4 , H_2O , N_2 und C_2H_4 formuliert. Der Stoffaustausch zwischen den Phasen wird durch Konzentrations- und Volumenänderungen während der Reaktionen beschrieben.

Parameter zur Beschreibung des Wirbelschicht-Methanierungsreaktors wurden teilweise aus der Literatur übernommen und teilweise aus Messdaten geschätzt. Durch Lösung der beschreibenden Differentialgleichung über die Reaktorhöhe kann die Zusammensetzung des Roh-SNGs am Reaktorausgang berechnet werden. Simulationen der Gaszusammensetzungen wurden mit Messdaten für verschiedene Temperaturen und Gaszusammensetzungen verglichen.

Zur Beschreibung der Reaktortemperatur wurde eine Energiebilanz formuliert, die verschiedene Enthalpie- und Wärmeströme berücksichtigt, darunter:

- **Enthalpie des Produktgases:** Berechnet aus Messungen der Zusammensetzung und Temperatur.
- **Enthalpie des Roh-SNGs:** Bestimmt durch das kinetische Modell.
- **Wärmeverlust an die Umgebung:** Proportional zur Temperaturdifferenz zwischen Reaktor- und Umgebungstemperatur.

- **Wärmeabgabe durch Kühlluft:** Basierend auf gemessener Temperatur und Volumenstrom der Kühlluft.

Die Reaktortemperatur wird mit einem Modell beschrieben, dessen Parameter aus Messdaten ermittelt wurden. Dabei werden die Ventilstellung der Kühlluft, deren Temperatur sowie Zusammensetzung, Menge und Temperatur des zugeführten Synthesegases als Eingangsgrößen verwendet.

3.3 Prozessoptimierung

In diesem Abschnitt sind die technischen Wirkungsgrade dargestellt. Ökonomische und ökologische KPIs werden im Abschnitt 3.6 erklärt. Der Kaltgaswirkungsgrad (engl.: „cold gas efficiency“, kurz: CGE) stellt die chemischen Leistungen der Edukte und Produkte ins Verhältnis. Der Wirkungsgrad ist aufgeteilt in die Subprozesse DFB-System (Gleichung (3)) und Methanierung (Gleichung (4)). Durch Multiplikation der beiden Wirkungsgrade miteinander erhält man den Gesamtkaltgaswirkungsgrad der SNG-Kette im Versuchsmaßstab.

Für den CGE des DFB-Prozesses wird von der erzeugten Produktgasleistung die theoretisch benötigte Leistung an rezirkuliertem Produktgas abgezogen. Diese setzt sich zusammen aus der Leistung des Zusatzbrennstoffes $P_{CR,fuel}$ abzüglich der Wärmeverluste der Anlage $\dot{Q}_{loss,DFB}$, die in der Versuchsanlage überproportional hoch sind:

$$\eta_{oCGE,DFB,new} = \frac{P_{PG,gas} - (P_{CR,fuel} - \dot{Q}_{loss,DFB})}{P_{GR,fuel}} \quad (3)$$

Im Klammerterm könnten noch die chemische Leistung des Teeres und des Kokes im Produktgas abgezogen werden, um den industriellen Anlagenbetrieb besser nachzustellen. Die chemische Leistung dieser Ströme wird bei industriellen Anlagen zur Verwertung und Energierückgewinnung eingesetzt, wodurch auch weniger Produktgas rezirkuliert werden muss. Dies wurde hier vernachlässigt, da diese Ströme in der Versuchsanlage nicht genutzt werden können.

Da nur ein Teil des Produktgases für die Methanierung herangezogen wird, wird $P_{PG,syn}$ eingeführt, die Leistung des Produktgases, das als Teilstrom der Methanierung zugeführt wird. Der Wert von $P_{PG,syn}$ liegt bei etwa 5-10% von P_{PG} . Weiters wird in der Formel die Leistung des extern zugeführten Wasserstoffs berücksichtigt, dies wurde jedoch nur in den Simulationen betrachtet.

$$\eta_{CG,Methanierung} = \frac{P_{rawSNG}}{P_{PG,syn} + P_{H_2,ext}} \quad (4)$$

Für die Optimierung des Verfahrens mittels Prozesssimulation wurden Betriebsbereiche für die wichtigsten Parameter festgelegt (siehe Tabelle 1). Bei den Temperaturen für die Gaserzeugung sowie die Methanierung wurden Bereiche gewählt, für die Versuchsdaten bestehen. Die Brennstoffwärmeleistung sowie der Wasserstoffzusatz wurden auf Basis von bereits durchgeführten technoökonomischen Analysen gewählt. Diese Werte wurden in dem prädiktiven Simulationsmodell variiert.

Tabelle 1. Wertebereiche für die Parameter in der Simulationsstudie.

Parameter	Wertebereich	Basisfall	Einheit
Brennstoffwärmeleistung trockener Brennstoff	10, 32, 100	100	MW
Gaserzeugungstemperatur	680-850	760	°C
Leistung des zugesetzten Wasserstoffes (bezogen auf Synthesegasleistung)	0-100	0	%
Temperatur der Wirbelschichtmethanierung	320-360	350	°C
Temperatur der Festbettmethanierung	280-320	300	°C

Bezieht sich auf die SNG-Aufbereitung, die nur simulativ betrachtet wird

3.4 Prozessmonitoring

Das Prozessmonitoring hat das Ziel, den Anlagenfahrern während des laufenden Betriebs Einblick in Prozessgrößen und KPIs zu gewähren, für die keine direkten Messungen verfügbar sind. Dazu zählen unter anderem Gaszusammensetzungen, Restkoks- und Wärmetransporte zwischen den Reaktoren sowie Wirkungsgrade. Es wurden zwei Ansätze verfolgt:

- Prozesssimulation mittels IPSEpro Live-Simulationen: Diese Simulationen basieren auf stationären Modellen der gesamten SNG-Kette und ermöglichen einen sehr detaillierten Einblick in das Prozessgeschehen.
- Softsensoren für Produktgas und Roh-SNG: Diese basieren auf dynamischen Modellen und verfügen über Algorithmen zur automatischen Erkennung fehlerhafter Messsignale (Sensor Fault Detection and Isolation).

3.4.1 IPSEpro Live-Simulationen

Das Monitoring der Prozesskette beruht auf der periodischen Berechnung eines quasistatischen Simulationsfließbildes im Programm „IPSEpro“. Diese Berechnung passiert automatisch und in Echtzeit, die Parameter werden minütlich berechnet, indem ein überbestimmtes Gleichungssystem, in das Messdaten aus der Versuchsanlage einfließen, im sogenannten Validierungsmodus gelöst wird. So ermöglicht die Live-Simulation es, den aktuellen Zustand der Anlage zu bestimmen, indem Messfehler sowie Ungenauigkeiten aufgrund von instationären Vorgängen im Prozess konsolidiert werden.

Mit den gewonnenen Daten können die KPIs, u.a. der Kaltgaswirkungsgrad, während des Versuchsbetriebs berechnet werden. Außerdem können sie zur Unterstützung der modellprädiktiven Regelung und zur Visualisierung für die Anlagenbetreiber genutzt werden. Gleichzeitig wurden die Input-Werte (Messwerte der Anlage) gespeichert, um den Versuch im Nachhinein mit geänderten Inputwerten oder adaptierten Simulationsmodellen nachrechnen zu können.

Zunächst wurden Versuche durchgeführt, um die Datenkommunikation zwischen der Anlage, der Cloud sowie den einzelnen Diensten zu testen. Probleme, die bei der Kommunikation sowie bei den Simulationsmodellen auftraten, konnten im Nachhinein durch Anpassung der Simulationsmodelle und -fließbilder behoben werden.

Folgende Werte aus der Versuchsanlage wurden in der Prozesssimulation verwendet:

- Hauptkomponenten von Produktgas & Abgas (& SNG, wenn die gesamte Kette betrachtet wird)
- Volumenströme bzw. Massenströme von Dampf in GR, Luft in CR, Produktgas, Biomasse und Öl (und Produktgas, das zur Methanierung geleitet wird, wenn gesamte Kette betrachtet wird)
- Temperaturen in GR, CR (und Methanierungsreaktor, wenn gesamte Kette betrachtet wird)
- Druckdifferenz im oberen CR

Im automatisierten Kettenversuch wurde erstmals die gesamte SNG-Kette mit dem digitalen System in der vollen Ausführung verschaltet und getestet. Die Datenkommunikation zwischen beiden Anlagenteilen, der Cloud und den Diensten wurde validiert.

3.4.2 Softsensor Produktgaszusammensetzung

Die im vorherigen Abschnitt vorgestellten IPSEpro Live-Simulationen basieren auf einem detaillierten Prozesssimulationsmodell, das Einblicke in zahlreiche Prozessgrößen bietet. Diese Prozesssimulation stützt sich auf die Auswertung von Massen- und Energiebilanzen im stationären Zustand.

Die Entwicklung des Softsensors zielt darauf ab, auch bei transientem Anlagenbetrieb die Gaszusammensetzung zu überwachen. Der Softsensor für die Produktgaszusammensetzung verwendet prädiktive Modelle und korrigiert die Messungen anhand der verfügbaren Messdaten zur Gaszusammensetzung. Fallen die direkten Messungen aus, kann die Zusammensetzung weiterhin durch die prädiktiven Modelle simuliert werden.

Eine Fehlererkennung und -isolation (Fault Detection and Isolation, FDI) wurde implementiert, um fehlerhafte Messsignale der Gaszusammensetzung automatisch zu erkennen. Bei einem erkannten Fehler wechselt das System selbstständig in den Prädiktionsmodus, sodass die Gaszusammensetzung auch bei Ausfällen der Messeinrichtungen weiterhin bestimmt werden kann. Solche Ausfälle treten im Betrieb der Pilotanlage regelmäßig auf, insbesondere wenn Reinigungen an den Messeinrichtungen durchgeführt werden müssen.

Der Softsensor basiert auf dem im Abschnitt 3.2.4 vorgestellten Modell. Die Schätzung der Gaszusammensetzung erfolgt mithilfe eines Extended Kalman Filters. Dabei werden sowohl die Messungen des Online-Analyzers, der die Hauptkomponenten des trockenen Produktgases kontinuierlich misst, als auch die hochpräzisen, jedoch selteneren (alle 12 Minuten) und zeitverzögerten Messungen des Gaschromatographen (GC) berücksichtigt. Der Softsensor kombiniert Modellprädiktionen mit den Messungen des Online-Analyzers und des GC, um eine möglichst exakte Schätzung der tatsächlichen Gaszusammensetzung zu gewährleisten.

Details zur Entwicklung des Softsensors sind in (Vogler et al., 2024) gegeben.

3.4.3 Softsensor Roh-SNG

Der Softsensor für Roh-SNG berechnet die Gaszusammensetzung basierend auf einem kinetischen Modell des Wirbelschichtreaktors, das im Rahmen der Diplomarbeit (Grossgasteiger, 2022) entwickelt und validiert wurde. Diese Berechnungen erfolgen kontinuierlich anhand der aktuellen Messdaten des einströmenden Produktgases und der Reaktortemperatur, um ein vollständiges Bild der Roh-SNG-Zusammensetzung zu erhalten. So wird auch der Wassergehalt im Roh-SNG erfasst, der nicht direkt gemessen werden kann. Darüber hinaus bietet der Softsensor folgende Funktionalitäten:

- **Roh-SNG-Zusammensetzung in Abhängigkeit von der Methanierungstemperatur:** Das kinetische Modell wird verwendet, um zu bestimmen, wie sich die Roh-SNG-Zusammensetzung verändern würde, wenn sich die Temperatur im Methanierungsreaktor ändert. Dabei werden aktuelle Messungen der Produktgaszusammensetzung, des Produktgasvolumenstroms und der Produktgastemperatur am Reaktoreintritt berücksichtigt. Da die Menge des zudosierten Wasserdampfs nicht digital gemessen wird, muss dieser Wert manuell vom Anlagenfahrer eingegeben werden.
- **Veränderung der Gaszusammensetzung über die Reaktorhöhe:** Die Bestimmung der Roh-SNG-Zusammensetzung erfolgt durch die Lösung einer Differentialgleichung des kinetischen Modells über die Reaktorhöhe. Dies liefert nicht nur die Zusammensetzung des Roh-SNGs am Reaktoraustritt, sondern auch die Veränderung der Gaszusammensetzung über die gesamte Reaktorhöhe. Diese Informationen werden dem Anlagenfahrer visualisiert dargestellt.
- **Gaszusammensetzung im thermodynamischen Gleichgewicht:** Der Softsensor berechnet die Gaszusammensetzung im thermodynamischen Gleichgewicht für verschiedene Reaktortemperaturen unter Berücksichtigung des aktuellen Produktgaszustroms (Zusammensetzung, Menge und Temperatur).
- **Optimale Methanierungstemperatur:** Bei einer bestimmten Temperatur erreicht der Methanengehalt im Roh-SNG sein Maximum, was zu einer maximalen Methanausbeute führt. Diese optimale Temperatur hängt von der Zusammensetzung und dem Volumenstrom des in den Methanierungsreaktor einströmenden Produktgases ab. Das Modell wird verwendet, um für den aktuellen Betrieb die optimale Temperatur zu bestimmen. Diese wird dem Anlagenfahrer visualisiert angezeigt und kann auch direkt als Sollwert für den Temperaturregler verwendet werden.

3.5 Automatisierung und Regelung

In diesem Projekt wurde ein umfassendes, modellbasiertes Regelungskonzept für die SNG-Kette entwickelt, das alle wichtigen Prozessgrößen und deren Kopplungen berücksichtigt. Der modulare Aufbau der Regler (übergeordneter DFB-Regler, DFB-Zirkulationsregler und Methanierungsregler) ermöglicht auch den geregelten Betrieb von Teilprozessen, wie der DFB-Anlage, ohne anschließende Methanierung. Abbildung 7 zeigt die an der SNG-Kette implementierten Regler.

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

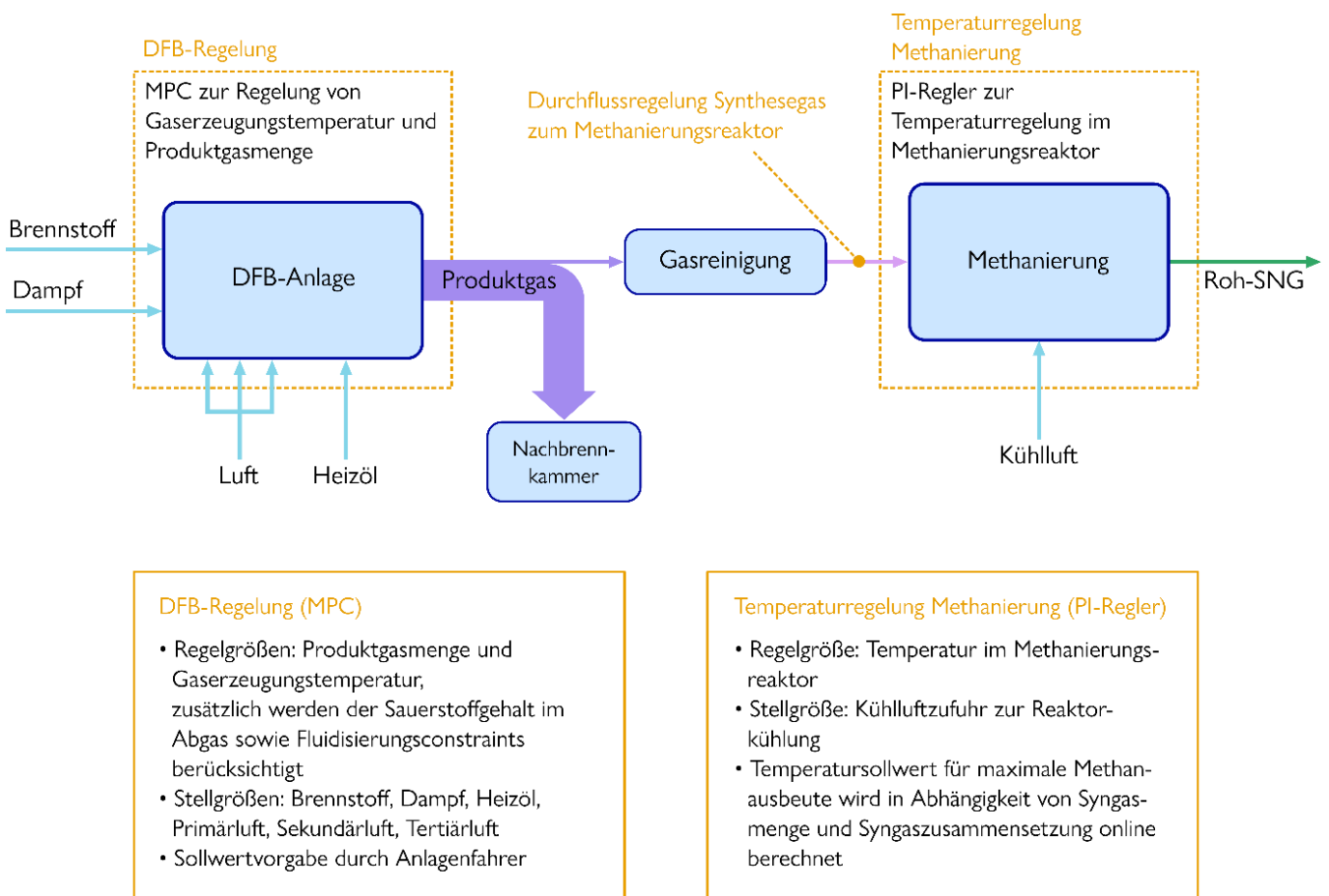


Abbildung 7. Überblick über die für die SNG-Kette entwickelten Regler.

DFB-Regelung (MPC). Zur Regelung von Produktgasmenge und Gaserzeugungstemperatur wird ein MPC eingesetzt. Der Anlagenfahrer kann dabei die Sollwerte für die beiden Regelgrößen vorgeben. Darüber hinaus werden ein minimaler Sauerstoffgehalt im Abgas, ein vorgegebenes Steam-to-Fuel Ratio, Fluidisierungsconstraints (minimale und maximale Gasmengen für die beiden Reaktoren für eine entsprechende Fluidisierung) sowie minimale- und maximale Stellgrößen berücksichtigt. Ein zweiter, untergeordneter MPC regelt die Bettmaterialzirkulation durch Anpassung der Luftstufung.

Temperaturregelung Methanierungsreaktor (PI-Regler). Durch Variation der Kühlluftzufuhr wird die Temperatur im Methanierungsreaktor von einem PI-Regler eingeregelt. Der Sollwert für die Temperaturregelung wird online für maximale Methanausbeute berechnet. Die optimale Temperatur hängt dabei von Produktgaszusammensetzung und -durchfluss ab.

3.5.1 DFB-Regelung

Zur Regelung der DFB-Anlage werden modellprädiktive Regler eingesetzt. Die modellprädiktive Regelung (MPC) ist eine fortschrittliche Methode zur Regelung dynamischer Systeme, die insbesondere in der Prozessindustrie eingesetzt wird. MPC nutzt ein mathematisches Modell des Prozesses, um das zukünftige Verhalten des Systems über einen definierten Zeithorizont vorherzusagen. Auf Basis dieser Vorhersagen wird eine optimale Regelstrategie ermittelt, die es ermöglicht, die gewünschten Sollwerte zu erreichen, während gleichzeitig Nebenbedingungen wie physikalische Grenzen oder Sicherheitsvorgaben eingehalten werden.

ten werden. Die Regelung erfolgt durch regelmäßige Aktualisierung der Vorhersagen und der Regelgrößen in festgelegten Intervallen (z. B. im Fall der DFB-Anlage alle 5 Sekunden). Dadurch kann die MPC flexibel auf Änderungen im Prozess reagieren, wie z. B. Störungen oder Schwankungen in den Eingangsgrößen, und eine präzise und effiziente Regelung komplexer Systeme sicherstellen.

Für die DFB-Anlage werden zwei MPCs eingesetzt, wie in Abbildung 8 dargestellt. Ein übergeordneter Regler trackt die vom Anlagenfahrer vorgegebenen Sollwerte (Produktgasmenge, Temperatur im GR) und gibt dabei die Brennstoffzufuhr, Ölmenge, Dampfmenge, Gesamtluftmenge im Verbrennungsreaktor und einen Sollwert für die Zirkulation von Bettmaterial zwischen den beiden Reaktoren vor. Die Menge an zirkulierendem Bettmaterial kann nicht direkt gemessen werden, die Druckdifferenz (Δp) im oberen Teil des CRs ist dafür allerdings ein guter Indikator und wird daher als Maßstab für die Zirkulation herangezogen. Ein untergeordneter Regler regelt diese Druckdifferenz durch Wahl der Luftstufung im Verbrennungsreaktor (Luft 1, Luft 2 und Luft 3) so ein, dass die vom übergeordneten MPC geforderte Gesamtluftmenge erfüllt wird. Dabei werden wichtige Beschränkungen wie ein Mindestsauerstoffgehalt im Abgas, minimale und maximale Stellgrößen und notwendige Mindestfluidisierung der Reaktoren berücksichtigt. Details zum Entwurf der DFB-Regelung sind in (Stanger, Bartik & Hammerschmid et al., 2024) zu finden.

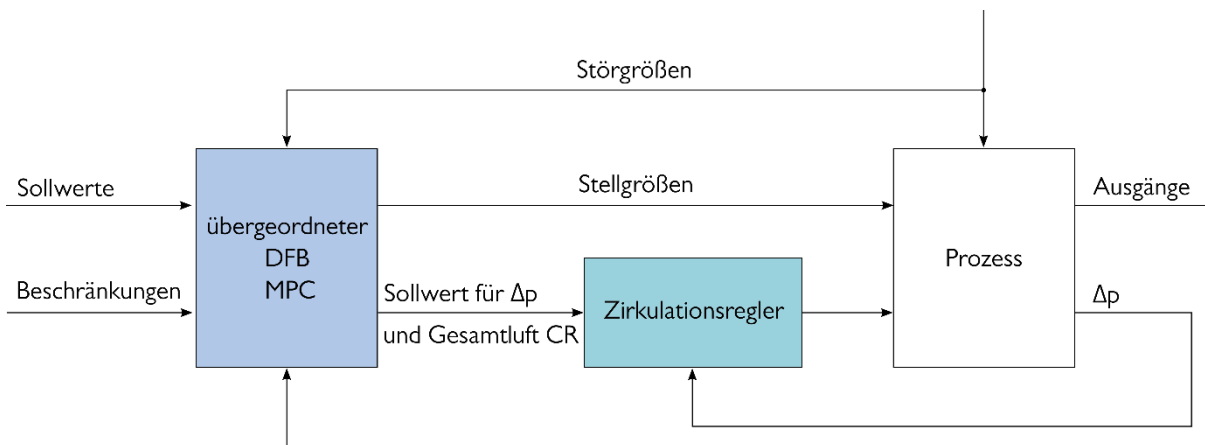


Abbildung 8. Struktur der DFB-Regelung, bestehend aus übergeordnetem MPC und Zirkulationsregler.

Übergeordneter DFB-MPC

Der modellprädiktive Regler (MPC) verwendet zur Regelung ein linearisiertes Prozessmodell in Form eines dynamischen Zustandsraummodells. In diesem Modell werden die Ausgänge:

- Produktgasmassenstrom (kg/h) / Produktgasvolumenstrom (Nm³/h)
- Abgasmassenstrom (kg/h)
- Temperatur Gaserzeugung (°C)
- Temperatur Verbrennung (°C)
- Sauerstoffgehalt im Abgas (Vol.-%)

als Funktionen der Stellgrößen:

- Brennstoffmassenstrom (kg/h)
- Ölzufuhr (ml/h)
- Dampfmenge im Gaserzeugungsreaktor (unten) (kg/h)
- Gesamtluftmenge im Verbrennungsreaktor (Nm³/h)
- Druckdifferenz im Verbrennungsreaktor (Zirkulation) (mbar)

und der Störgrößen:

- Dampfmenge Internal Loop Seal (kg/h)
- Dampfmenge Upper Loop Seal (kg/h)
- Dampfmenge Lower Loop Seal (kg/h)
- Temperatur Dampf Gaserzeugungsreaktor (unten) (°C)
- Temperatur Dampf Lower Loop Seal (°C)
- Temperatur Dampf Internal Loop Seal (°C)
- Temperatur Dampf Upper Loop Seal (°C)
- Temperatur Luft 1 (°C)
- Temperatur Luft 2 (°C)
- Temperatur Luft 3 (°C)

abgebildet. Von den definierten Ausgängen müssen nur der Produktgasmassenstrom und die Temperatur im Gaserzeugungsreaktor exakt geregelt werden:

- Produktgasmassenstrom (kg/h) / Volumenstrom trockenes Produktgas (Nm³/h): Eine konstante Produktgasmenge ist entscheidend für die Effizienz nachfolgender Prozesse.
- Temperatur Gaserzeugung (°C): Die Qualität des Produktgases, einschließlich seiner Zusammensetzung und des Teergehalts, hängt von dieser Temperatur ab.

Ein vom Anlagenfahrer festgelegter Mindestsauerstoffgehalt im Abgas wird berücksichtigt, um eine vollständige Verbrennung von Restkoks und Öl im CR sicherzustellen. Die Regelung der Abgasmenge und der Temperatur im Verbrennungsreaktor ist weniger kritisch und wird daher vom MPC nicht aktiv geregelt.

Um die Sollwerte im stationären Zustand ohne Abweichung zu erreichen, wird ein Störgrößenmodell eingeführt, das Modellierungsungenauigkeiten und nicht messbare Störungen abbildet. Diese Störgrößenzustände werden zusammen mit den Systemzuständen durch ein Kalman-Filter geschätzt.

MPC-Berechnungen erfolgen alle 5 Sekunden und umfassen die folgenden Schritte:

- Zustandsschätzung: Ein Kalman-Filter schätzt die aktuellen System- und Störgrößenzustände.
- Bestimmung eines stationären Betriebspunktes: Der Anlagenfahrer legt Sollwerte für die Gaserzeugungstemperatur und den Produktgasmassenstrom sowie Beschränkungen fest. Die Stellgrößen, die diese Sollwerte im stationären Zustand erreichen, werden berechnet. Da mehr Stellgrößen als Sollwerte vorliegen, können die Stellgrößen gewichtet werden, um beispielsweise den Einsatz von Zusatzbrennstoff zu minimieren.
- Lösung des dynamischen MPC-Problems: Ein Optimierungsproblem wird gelöst, um über einen zukünftigen Zeithorizont die Stellgrößen so anzupassen, dass der stationäre Betriebspunkt optimal erreicht wird. Gewichtungsmatrizen bestimmen, welche Prozessgrößen schnell an ihre Sollwerte geführt werden sollen und welche Stellgrößen nur langsam angepasst werden dürfen.
- Sowohl bei der Bestimmung des stationären Betriebspunktes als auch bei der Lösung des dynamischen MPC-Problems werden verschiedene Beschränkungen berücksichtigt: minimale und maximale Stellgrößen, die Mindestfluidisierung der Reaktoren sowie der Zusammenhang, dass die Gesamtluftmenge im CR und die Zirkulation nicht unabhängig voneinander gewählt werden können.

Zirkulationsregler

Zur Regelung der Bettmaterialzirkulation, die durch die Druckdifferenz im oberen Teil des CR (Δp) repräsentiert wird, wurden verschiedene Regler entwickelt, um die Luftstufung im CR anzupassen. Bei der 100 kW Anlage zeigte sich, dass zwischen den Luftströmen im CR (Stellgrößen) und der Zirkulation ein weitgehend linearer Zusammenhang besteht. Daher lassen sich diese Beziehungen mit einem linearen Modell abbilden, und lineare Regelungsmethoden können erfolgreich eingesetzt werden. Im Projekt wurde auch die Übertragbarkeit der Konzepte auf die 1 MW Demonstrationsanlage untersucht.

Bei der 1 MW Anlage können die einzelnen Luftvolumenströme nicht direkt eingestellt werden, da sie auch nicht gemessen werden. Stattdessen wird die Gesamtluftmenge über ein Gebläse geregelt, und die Klappen der einzelnen Stufen werden eingestellt. Zwischen den Klappenstellungen und der Bettmaterialzirkulation besteht jedoch ein stark nichtlinearer Zusammenhang. Daher wurde zusätzlich zu den linearen Methoden ein nichtlinearer Regler entwickelt, der in Simulationen für beide Anlagen getestet und schließlich in der 100 kW Anlage implementiert wurde.

Zwei verschiedene Zirkulationsregler wurden entwickelt und getestet:

1. Linearer MPC: Der modellprädiktive Regler (MPC) verwendet ein lineares Zirkulationsmodell zur Prädiktion. Dieser Regler wurde speziell für die 100 kW Anlage entworfen und dort auch erfolgreich getestet. Eine ausführliche Beschreibung findet sich in (Stanger, Bartik & Hammerschmid et al., 2024).
2. Gaußprozess-Zirkulationsregler: Dieser Regler nutzt Gaußprozess-Regression (GPR), um die Zirkulation entsprechend den Vorgaben zu regeln. Dazu werden Messdaten herangezogen, um die Zusammenhänge zwischen Stellgrößen und Zirkulation abzubilden. Die Unsicherheit in der GPR-Prädiktion wird explizit im Regelalgorithmus berücksichtigt, um den Prozess so zu regeln, dass die gewünschten Sollwerte eingehalten werden und der Prozess möglichst zuverlässig geführt wird. Details sind in (Stanger, Bartik & Binder et al., 2024) zu finden.

3.5.2 Regelung Methanierungsreaktor

Temperaturregelung

Für die Regelung der Temperatur im Methanierungsreaktor wird ein PI-Regler eingesetzt, der die Ventile zur Zuführung von Kühlluft steuert. Der Regler wurde auf Grundlage eines kinetischen Modells des Methanierungsreaktors entwickelt, das um einen Arbeitspunkt linearisiert wurde. Die Implementierung des PI-Reglers erfolgt direkt in der SPS (Speicherprogrammierbare Steuerung) des Methanierungsreaktors über Automation Studio.

Der Sollwert für die Temperaturregelung kann vom Anlagenfahrer manuell festgelegt werden. Zusätzlich wird durch das nichtlineare kinetische Reaktormodell eine optimale Methanierungstemperatur berechnet, bei der der maximale Methangehalt erreicht wird. Diese optimale Temperatur hängt von der Zusammensetzung und dem Durchfluss des einströmenden Synthesegases ab und kann dem PI-Regler automatisiert als Sollwert vorgegeben werden. Die Berechnung erfolgt in MATLAB anhand der aktuellen Messdaten, und das Ergebnis wird über die Cloud an das Prozessleitsystem des Methanierungsreaktors übertragen. Details zur Regelung des Methanierungsreaktors sind in (Grossgasteiger, 2022) gegeben.

Durchflussregelung Synthesegas zum Methanierungsreaktor

Der Durchfluss des Synthesegases zum Methanierungsreaktor wird über einen Membranverdichter gesteuert. Eine kontinuierliche Durchflussmessung, die zur Regelung genutzt werden könnte, ist nicht vorhanden. Stattdessen wird das Volumen des Synthesegases, das den Verdichter durchströmt hat, über einen Balgengaszähler erfasst. Sobald ein bestimmtes Volumen den Zähler durchflossen hat, wird ein Impuls an das Prozessleitsystem gesendet. Im Rahmen des Projekts wurde eine Methode entwickelt, die es ermöglicht, den Synthesegas-Durchfluss schnell und präzise zu regeln, indem das diskontinuierliche Signal genutzt wird. Diese Methode kombiniert eine modellbasierte Durchflussprädiktion, die bei eintreffenden Messungen korrigiert wird, und wurde in (Stanger, Bartik & Schirrer et al., 2024) veröffentlicht.

3.6 Technoökonomische Bewertung

Auf Basis der Simulationsergebnisse aus der Prozessoptimierung wurde eine technoökonomische Analyse auf Basis der Methoden, die in (Green, 2018; Kunysz, 2020; Sinnott & Towler, 2019) erklärt sind, durchgeführt. In (Veress, 2020) wurden diese Methoden konkret auf die SNG-Erzeugung angewandt. Die Produktgestehungskosten (LCOP, siehe Gleichung (5)) sind die Kosten für die Herstellung einer Einheit des Produkts ($\dot{m}_{product}$) in einer neuen Anlage auf der Grundlage der Kapitalwertmethode. Berücksichtigt werden die Investitionskosten (I_0) sowie alle Ausgaben (E) und Einnahmen aus Nebenprodukten (R). Zu den Ausgaben gehören Rohstoff-, Energie-, Wartungs- und Personalkosten, während der Verkauf von reinem CO₂ als Sekundärprodukt ebenfalls berücksichtigt wird.

$$LCOP = \frac{I_0}{BWSF} + (E - R) \text{ in } \frac{\text{€}}{t_{DRI}} \quad (5)$$

Die Investitionskosten des Equipments wurde aus Literaturdaten mithilfe der Kapazitätsfaktormethode auf die in der Prozesssimulation berechnete Kapazität umgerechnet. Die Kostenänderungen aufgrund von Inflation sowie Änderungen von Personal- oder Materialkosten wurden mithilfe des Chemical Engineering Plant Costing Index (CEPCI) berücksichtigt. Der Barwertsummenfaktor (BWSF) berücksichtigt den Zinssatz (i) und die Lebensdauer der Anlage in Jahren (n), um die Investitionskosten über die Lebensdauer der Anlage abzuzinsen. Mithilfe des Energie- und Betriebsmittelbedarfs, der in der Prozesssimulation berechnet wurde, sowie aktuellen Kostensätzen aus der Literatur, wurden die laufenden Kosten des Verfahrens berechnet.

3.7 Digitalisierung

3.7.1 Digitale Plattform und Digital Twin

Die digitale Plattform bietet ein Fundament für die Digitalisierung des gesamten SNG-Prozesses und nutzt mit Azure die führende Hyperscaler-Technologie im Industriebereich sowie viele State-of-the-Art Cloud-Services. Innerhalb der Plattform sind die Verarbeitungsschritte Daten-Eingang, Aufbereitung, Visualisierung und Persistierung umgesetzt.

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Das Datenanbindungskonzept basiert auf der Bündelung der Messdaten auf einem Edge Device (lokaler PC), von dem die Daten zur cloud-basierten digitalen Plattform übertragen werden. Dort werden die Messdaten aufbereitet und den Anwendungen rund um die Regelung und das Monitoring bereitgestellt.

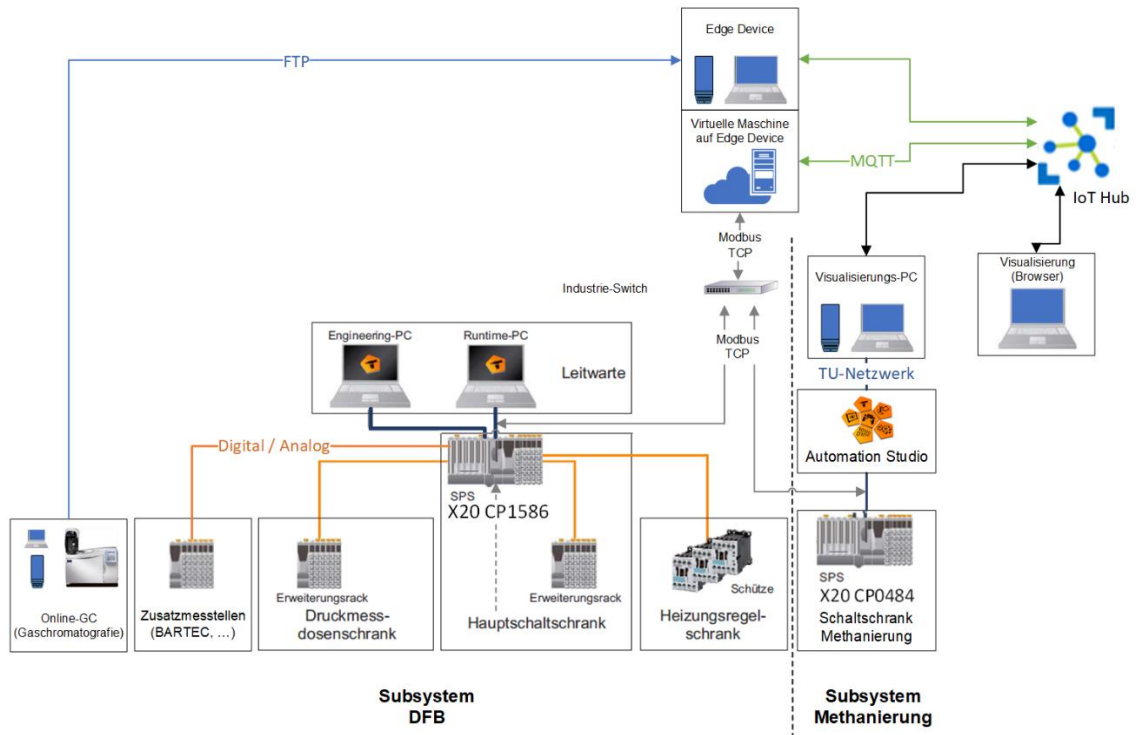


Abbildung 9: Datenkommunikation zwischen Anlage und Cloud

Bei der 100 kW Pilotanlage an der TU Wien werden rund 60 Sensorik-Parameter (Temperatur, Durchfluss, Druck, Gas-Konzentration) für den Abgleich des Digital Twin mittels ModBus über die physikalische Schnittstelle alle 2-5 Sekunden ans Edge Device gesendet. Dabei werden die Daten aus DFB-Gaserzeugung und der Methanierung direkt von den Maschinensteuerung (X20 CP1586 bzw. X20 CP0484) verwendet. Eine zusätzliche Messung des Produktgases oder des Roh-SNGs steht über den Gaschromatographen per File-Upload zur Verfügung, siehe Abbildung 9.

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

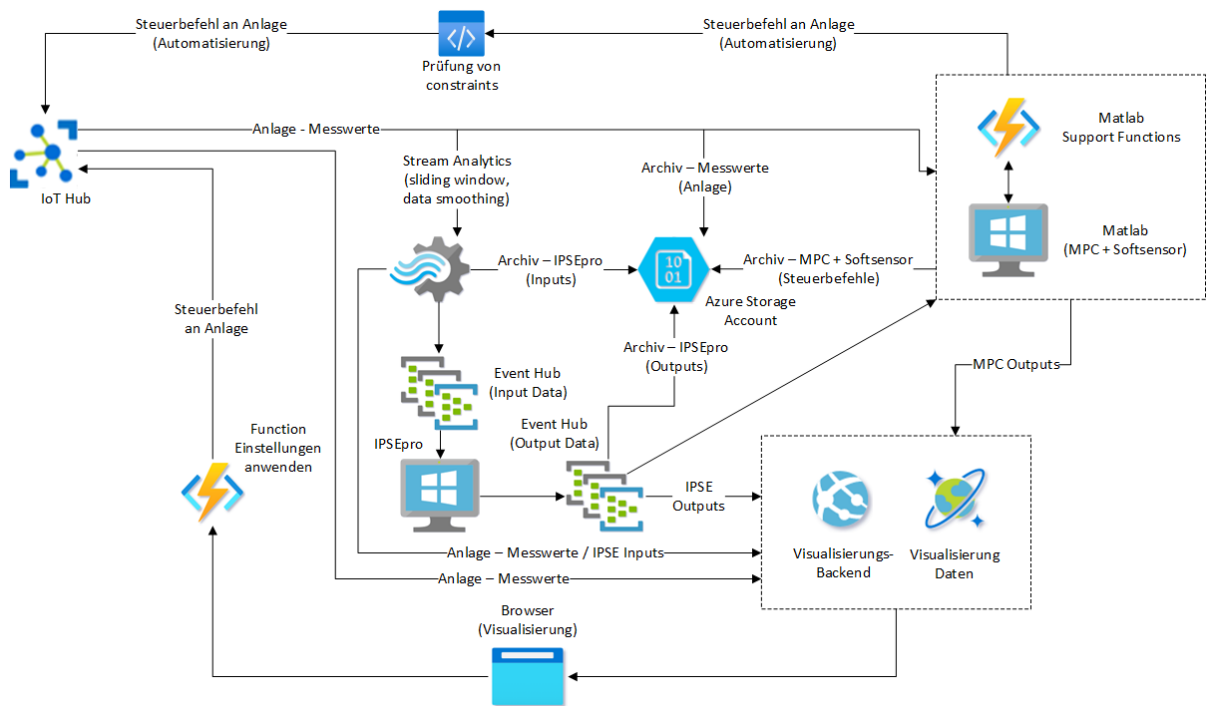


Abbildung 10: Datenkommunikation zwischen Cloud und Diensten

Die Daten, die über den IoT-Hub in der digitalen Plattform einlangen, werden an die unterschiedlichen Dienste verteilt, wie in Abbildung 10 dargestellt:

- Monitoring mit IPSEpro:** Jede Minute werden gemittelte Messdaten aus den verschiedenen Anlagenteilen aggregiert und an die Simulationssoftware übertragen. Es musste eine proprietäre Schnittstelle entwickelt werden, damit IPSEpro von Azure aus aufgerufen werden kann. Die Ergebnisse werden wieder auf der Cloud gespeichert und in einer Weboberfläche visualisiert. Zusätzlich zu der regelmäßigen Ausführung der Simulation, kann sie auch unabhängig vom Versuch mit manuell eingegebenen Daten durchgeführt werden.
- MPC:** Der MPC wird auf einer lokalen MATLAB-Instanz am Edge-Device ausgeführt. Messdaten aus den Anlagenteilen sowie Sollwerte und Regelparameter aus der Eingabemaske werden alle 5 Sekunden vom MPC über eine API abgerufen. Ergebnisse des Softsensors und Monitorings werden über csv-Dateien bzw. eine API abgerufen und die berechneten Stellgrößen nach einer Plausibilitätsprüfung über den IoT-Hub an die Anlage übermittelt. Die detaillierten Ergebnisse des MPCs werden lokal in einer csv-Datei gespeichert.
- Monitoring mit Softsensor:** Messdaten aus den Anlagenteilen werden vom Softsensor, der ebenfalls in MATLAB implementiert ist, auch über eine API abgerufen. Ergebnisse werden direkt an den MPC übergeben und lokal in einer csv-Datei gespeichert. Der Softsensor wird ebenfalls auf dem Edge-Device ausgeführt.
- Visualisierung:** Ein Angular Web-Frontend bietet verschiedene Ansichten auf den aktuellen und historischen Zustand des Digital Twins und ermöglicht die Vorgabe von Sollwerten für die modellprädiktive Regelung. Die Ansichten für den Anlagenführer sind dabei an bestehenden Benutzerinterfaces der Simulations- und Auswertesoftware angelehnt und für einfache, intuitive Anwendbarkeit

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

ausgelegt. Abbildung 11 zeigt das Hauptdashboard der Anwendung mit verschiedenen Kenngrößen und Parametern.

- **Persistierung:** Eine Datenbank-Archiv ist in die digitale Plattform integriert, die neue Daten übernimmt und sicher ablegt. Der Zugriff auf diese Daten ist sowohl über Cloud-Zugriff als auch mittels API-Zugang möglich. Damit können Versuchsdaten exportiert und in anderen Anwendungen weiterverwendet werden.

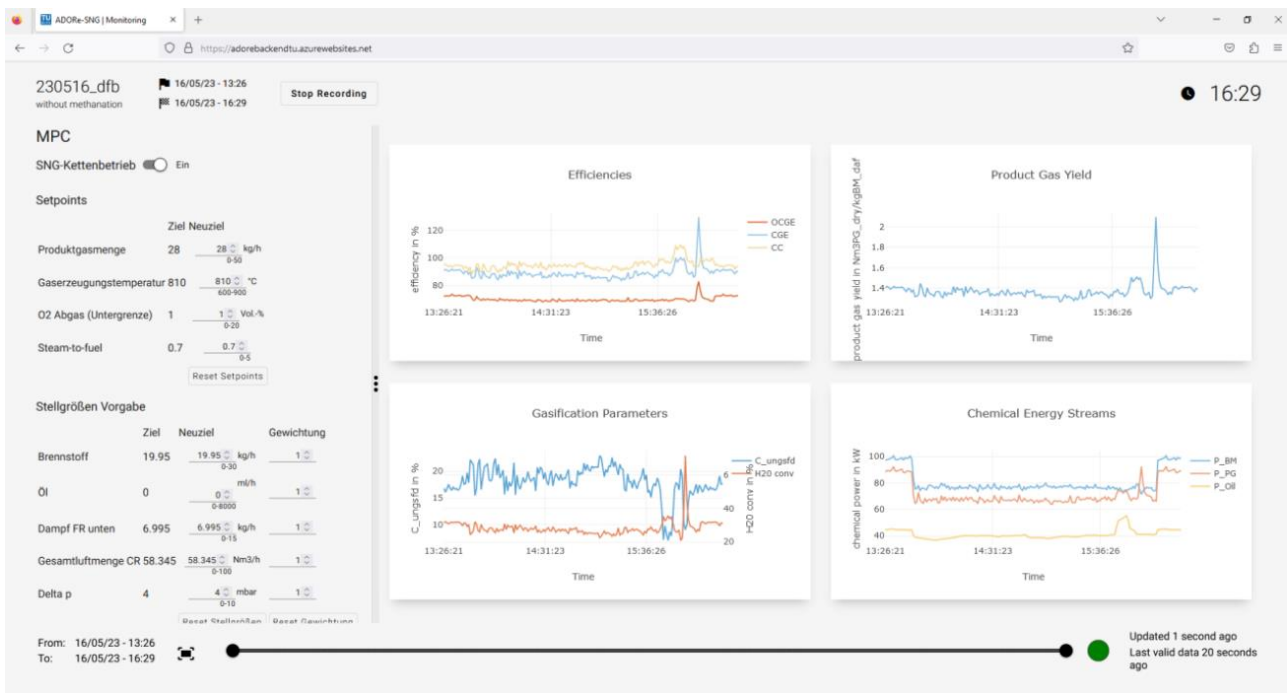


Abbildung 11: Visualisierung von Kenngrößen im historischen Verlauf

Die entwickelte digitale Plattform kann für verschiedenen SNG-Anlagen und Versuche eingesetzt werden. Zur Integration des Digital Twins in eine neue SNG-Anlage sind folgende Schritte erforderlich: (a) Auswahl der relevanten Sensorik- und Aktuatorik-Parameter, (b) Aufbau einer Operational Technologie (OT) Topologie zum Datenaustausch zwischen SNG-Anlage und digitaler Plattform, (c) Implementierung der Datenmappings für den Digital Twin und ggf. der Edge Device Logik.

3.7.2 Mixed Reality und HoloLens

Eine weitere Forschungsfrage war die Einsatzfähigkeitsprüfung von Mixed Reality (MR) Brillen für den Betrieb von SNG-Anlagen. Diese bieten viele Potentiale, um verschiedenen Tätigkeitsbereiche der SNG-Anlagen zu erleichtern: (a) Effizienzsteigerung durch schnelle und genauere Abarbeitung von Tätigkeiten in SNG-Anlagen, (b) geringere Belastung und Ermüdung des Personals z.B. durch situative Bereitstellung der relevanten Daten, (c) Reduktion der Fehlerquote, (d) Erhöhung der Arbeitssicherheit, (e) erhöhte Mitarbeiterzufriedenheit.

Zur Zielerreichung wurde eine Recherche der verfügbaren MR-Brillen am Markt durchgeführt sowie eine Technologie-Anforderungsabschätzung unter spezieller Berücksichtigung von Risiko- & Sicherheits-Aspekten im SNG-Umfeld durchgeführt. Dabei wurden folgende SNG-relevante Tätigkeitsbereiche in Betracht gezogen:

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

- Anlagenbetrieb und Steuerung aus dem Leitstand
- Technische Vorort-Wartung
- Einschulung neuer Mitarbeiter
- Wissensaustausch mit Experten
- Wissenstransfer an eine interessierte Öffentlichkeit

Dabei wurde HoloLens 2 inkl. dem Entwicklungswerkzeug Unity zur Erforschung der genannten Anwendungsszenarien ausgewählt. Für Wartungstechniker stellte sich die Remote Assistance Unterstützung als effektives und leicht umzusetzendes Szenario heraus. Für Anlagenbetreiber und Investoren wurde eine „HoloTour“ in der TU-Anlage zur Ermöglichung von Wissenstransfer ausgewählt und umgesetzt, siehe Abbildung 12.



Abbildung 12: Ausschnitte der HoloTour Applikation

4 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

4.1 Prozessmonitoring

4.1.1 IPSEpro Live-Simulationen

Es wurde ein experimenteller Test der SNG-Gesamtprozesskette unter Verwendung aller beschriebenen Regler, Softsensoren und Monitoring durchgeführt, um eine Automatisierung der 100 kW Pilotanlage zu demonstrieren. Zusätzlich wurden die Betriebspunkte mit automatisierter Fahrweise mit einem manuell bedienten Kettenversuch verglichen, um Optimierungen und Unterschiede zu quantifizieren.

Die Wirkungsgrade für den ersten Betriebspunkt (Gaserzeugungstemperatur: 810°C) stimmen gut mit jenen des nicht automatisierten Versuchs überein, siehe Abbildung 13 links. Nach der neuen Definition des CGE ohne Teer- und Koksleistung fällt der Vergleich mit 57% zu 54% zu Gunsten des automatisierten Versuchs aus.

Die Theorie, dass die Wirkungsgrade mit sinkender Gaserzeugungstemperatur (bis zu einem bestimmten Limit) steigen, konnte bestätigt werden. Gaserzeugungstemperaturen von 810°C, 780°C und 750°C hatten jeweils Wirkungsgrade von 57%, 58% und 59% zur Folge.

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

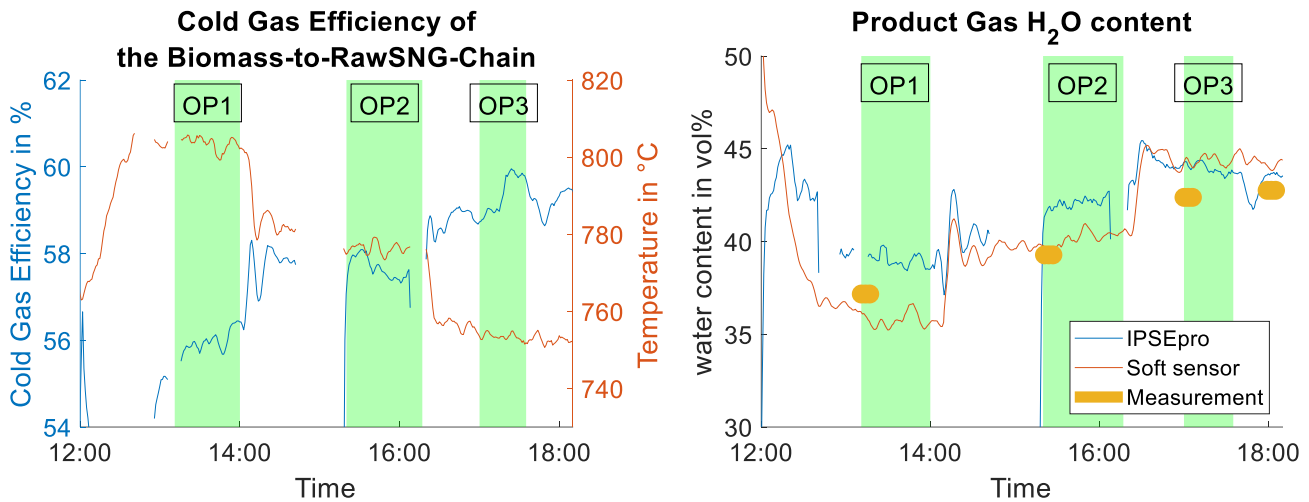


Abbildung 13: Ergebnisse der Versuchskampagne: Kaltgaswirkungsgrad und Gaserzeugungstemperatur (links); Produktgas-Wassergehalt (rechts)

Der Wassergehalt des Produktgases ist in Abbildung 13 rechts dargestellt. Der Trend eines steigenden Wassergehalts bei niedrigeren Gaserzeugungstemperaturen wird von beiden Berechnungsmethoden gut abgebildet. Absolut gesehen prädiziert der Softsensor den Wassergehalt besser als die Online-Prozesssimulation, deren Ergebnis mit einem Offset von etwa 2 Prozentpunkten über dem gemessenen Wert liegt. In Abbildung 14 sind die chemischen Leistungen der wichtigsten Ströme sowie Wärmeverluste der DFB-Gaserzeugung dargestellt. Es ist klar erkennbar, dass beim automatisierten Versuch (links) ein Regler eingesetzt wurde, da Biomasse- und Öl-Leistung nicht auf einen konstanten Wert eingestellt sind wie beim nicht automatisierten (rechts), sondern dass die Regelung durchgehend kleine Änderungen vornimmt, um den vorgegebenen Betriebspunkt zu erreichen bzw. zu halten.

Der größte Unterschied zwischen den beiden Versuchen liegt in der eingesetzten Ölleistung sowie der resultierenden Produktgas-Leistung. Während beim manuellen Versuch hohe Ölleistungen von etwa 60 kW zum Einsatz kommen und in einer Produktgas-Leistung von ca. 95 kW resultieren, sind es beim automatisierten Versuch nur etwa 20-35 kW Öl (je nach Betriebspunkt), die in etwa 65 kW Produktgas produzieren.

Der Anteil an unvergastem Kohlenstoff im GR ist beim automatisierten Versuch mit 30-35% vergleichsweise hoch. Beim manuellen Versuch betrug er 10-15%. Der Unterschied ist jedoch, dass beim automatisierten Versuch mit einer viel geringeren Ölmenge gearbeitet wurde, sodass mehr Koks im CR notwendig war, um die Reaktionsenthalpie bereitzustellen. Dies wurde durch Erhöhung der Zirkulationsrate bewerkstelligt. Somit wurde die Kontaktzeit zwischen Brennstoff und Bettmaterial verringert und mehr nicht umgesetzter Koks in den CR transportiert.

Die Methanierungstemperatur wurde bei jedem DFB-Betriebspunkt variiert. Drei Temperaturen (345°C, 360°C, 330 °C) wurden jeweils angefahren. Diese Änderungen hatten jedoch kaum eine Auswirkung auf die Roh-SNG Zusammensetzung. Dies deckt sich auch mit der erwarteten Zusammensetzung aus der Literatur (Bartik et al., 2022), die kaum eine Variation in diesem Temperaturbereich aufweist.

Tendenziell ist der Methanierungswirkungsgrad beim mittleren Temperaturniveau um einen Prozentpunkt besser als bei den anderen. Eine konkrete Aussage zum Wirkungsgrad der Methanierung in Abhängigkeit der Temperatur lässt sich jedoch nicht geben, da die Sensitivität in diesem Bereich gering ist.

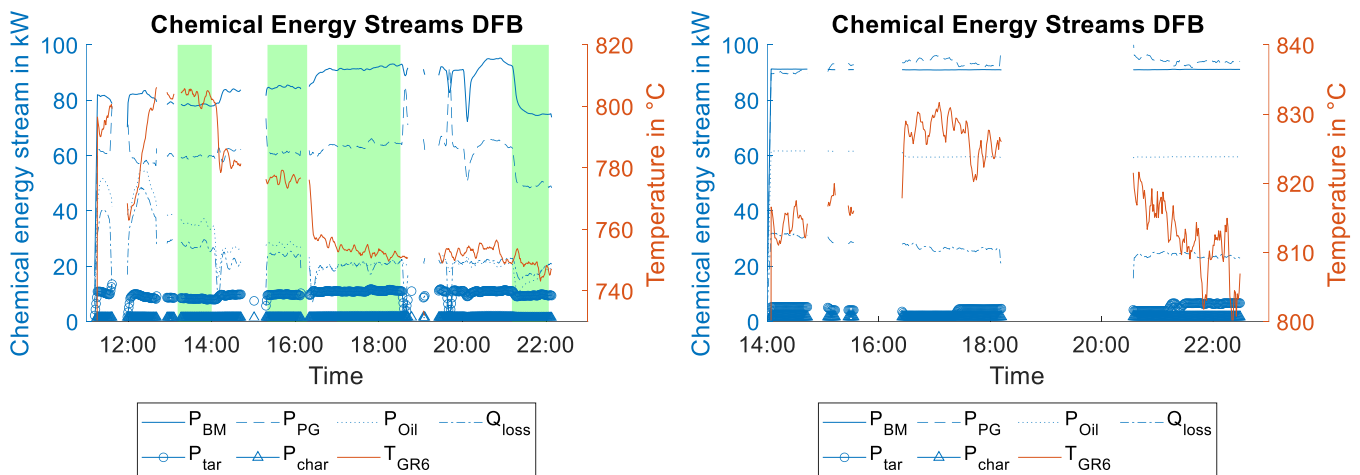


Abbildung 14: Chemische Leistungen sowie Wärmeverluste des DFB-Systems.

4.1.2 Softsensortests Pilotanlage

Neben den IPSEpro Live-Simulationen wurden zwei Softsensoren entwickelt, um die Produktgaszusammensetzung am Ausgang des Gaserzeugungsreaktor vom DFB-System, sowie die Roh-SNG-Zusammensetzung am Ausgang der Wirbelschichtmethanierung in Echtzeit schätzen zu können.

Softsensor Produktgaszusammensetzung. Der Einsatz des Softsensors zur Bestimmung der Produktgaszusammensetzung wurde im Zuge des automatisierten Kettenversuchs getestet. Die Ergebnisse sind in Abbildung 15 dargestellt. Der vom Softsensor geschätzte Wassergehalt weicht kaum von den Offline-messungen ab. Es wurden mehrere Fehler in der Produktgasanalytik und der Abgasanalytik erkannt und isoliert.

Softsensor Roh-SNG-Zusammensetzung. Während eines Versuchs steht den Anlagenfahrern die Visualisierung wie in Abbildung 16 ersichtlich zur Verfügung. Auf der linken Seite ist die Gaszusammensetzung des Roh-SNGs ersichtlich: Die durchgezogene Linie zeigt die Zusammensetzung laut kinetischem Modell in Abhängigkeit der Temperatur. Die Temperatur, bei der sich laut Modell der höchste Methangehalt ergäbe, ist durch eine vertikale, schwarze, strichlierte Linie eingezeichnet. Die punktierten Linien zeigen die Gaszusammensetzung im thermodynamischen Gleichgewicht. Außerdem ist die Messung der Zusammensetzung des Roh-SNGs durch +-Symbole eingezeichnet. Die rechte Abbildung zeigt den Verlauf der Gaszusammensetzung über die Reaktorhöhe, wie diese durch das kinetische Modell bestimmt wurde. Am Ende ist erneut die gemessene Gaszusammensetzung am Reaktoraustritt eingezeichnet (+). In dem Textfeld rechts unten sind Volumenstrom und Zusammensetzung des Produktgases, das dem Methanierungsreaktor zugeführt wird, angeführt. Die Berechnung wird alle 20 Sekunden unter Verwendung der aktuellen Messdaten neu durchgeführt und die Abbildungen werden aktualisiert. Es zeigt sich eine gute Übereinstimmung des kinetischen Modells mit den Messwerten. Die optimale Temperatur zeigt dem Anlagenfahrer die Möglichkeiten der Steigerung der Methanausbeute, welche er manuell oder automatisiert an die Anlage übergeben kann.

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Softsensor Monitor

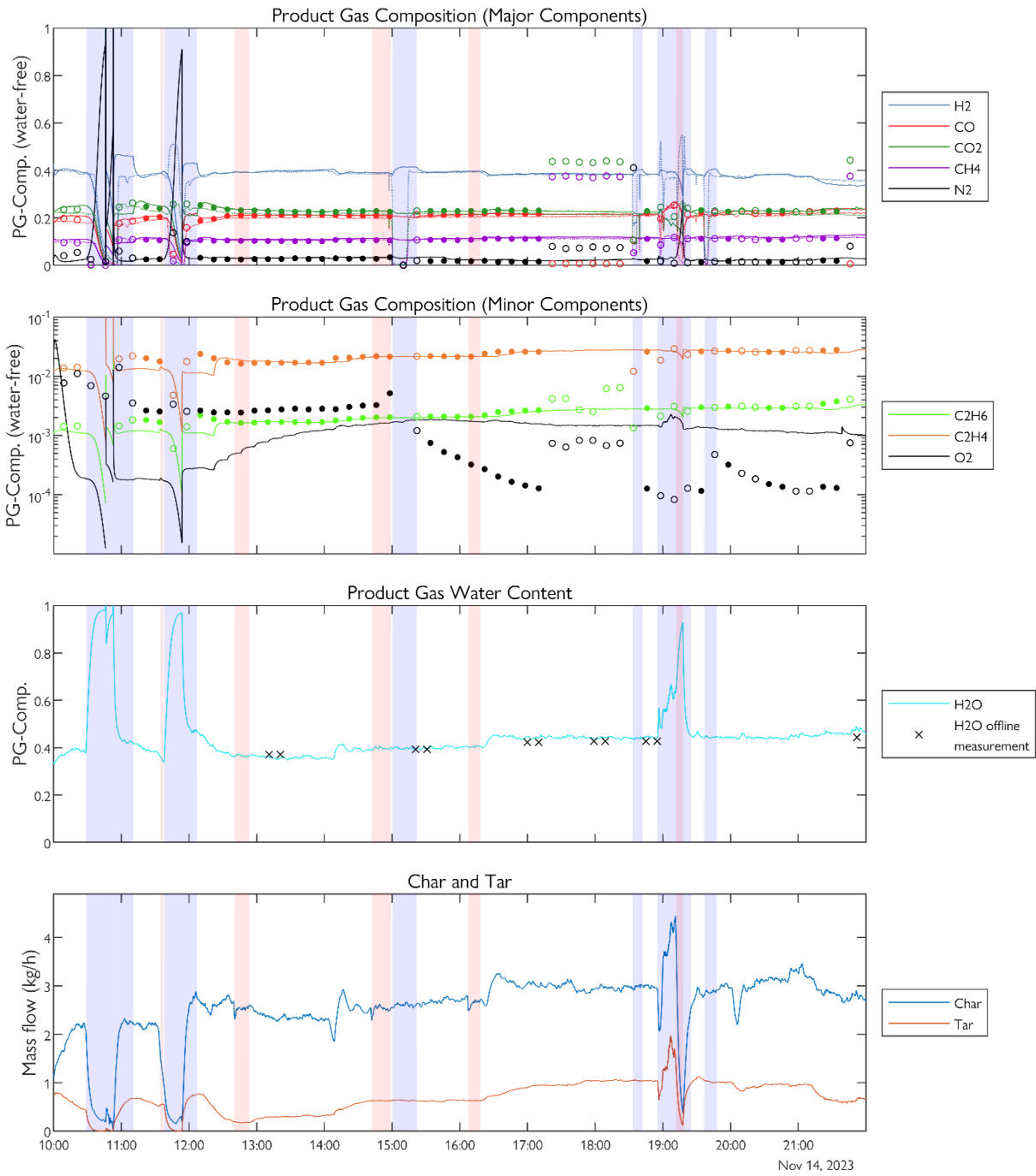


Abbildung 15: Test Softsensor Produktgaszusammensetzung an der Pilotanlage. Die durchgezogenen Linien (-) zeigen die Berechnungen vom Softsensor. Die Messungen vom Gas-Analyzer sind strichliert (--) dargestellt, Messungen vom Gaschromatographen durch Punkte (•/◦) und Offlinemessungen durchgeführt vom Prüflabor durch ein Kreuz (x). Die blau hinterlegten Bereiche zeigen Fehler, die in der Produktgasanalyse erkannt wurden, während die roten Bereiche Fehler anzeigen, die in der Abgasanalyse erkannt wurden. GC-Messungen, die als Fehler erkannt wurden und nicht verwendet wurden, sind durch hohle Punkte dargestellt (◦).

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

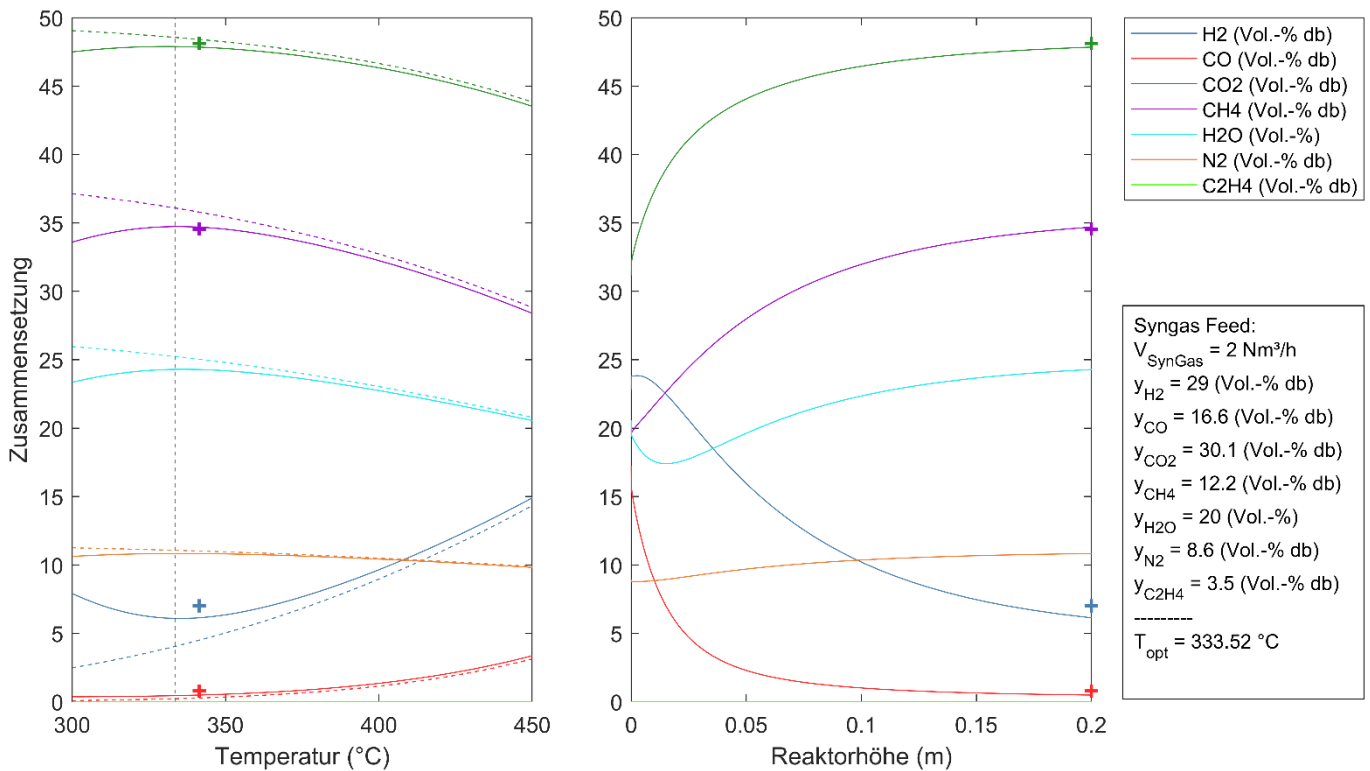


Abbildung 16. Visualisierung der Ergebnisse während des Versuches für die Anlagenfahrer. Links die Zusammensetzung des Roh-SNGs in Abhängigkeit der Reaktortemperatur: kinetisches Modell (-), thermodynamisches Gleichgewicht (---), Messung (+), optimale Temperatur (vertikal schwarz punktiert). Rechts die Gaszusammensetzung über die Reaktorhöhe.

4.2 Automatisierter Betrieb

Die Regelungen für die Subsysteme der DFB-Anlage und der Methanierung wurden getrennt entwickelt. Durch den modularen Aufbau können diese Subsysteme auch unabhängig voneinander geregelt betrieben werden. So kann beispielsweise der DFB-Prozess mit einem anderen Upgrading-Prozess kombiniert werden, während die Regelung der DFB-Anlage weiterhin genutzt wird. Die Implementierung und Erprobung der Regelungen erfolgten zunächst separat für die DFB-Anlage und die Methanierung. Nach erfolgreicher Regelung der einzelnen Subsysteme wurde die gesamte SNG-Kette im Verbund geregelt betrieben. Dieser Abschnitt des Berichts ist entsprechend aufgebaut: Zuerst werden die Ergebnisse der Regelung der DFB-Anlage und der Methanierung dargestellt, anschließend die Ergebnisse des geregelten Gesamtprozesses.

4.2.1 DFB-Regelung

Die DFB-Regelung besteht aus einem übergeordneten MPC zur Regelung von Produktgasmenge und Gaserzeugungstemperatur sowie einem untergeordneten Zirkulationsregler. Der Zirkulationsregler regelt die Bettmaterialzirkulation zwischen den beiden Reaktoren durch Variation der Luftstufung. Der untergeordnete Zirkulationsregler wurde zuerst unabhängig getestet um sicherzustellen, dass dieser die Bettmaterialzirkulation wie gewünscht einregeln kann.

Zirkulationsregelung

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Sowohl der lineare MPC als auch der nichtlinear Zirkulationsregler, basierend auf Gaußprozess-Regression wurden an der Pilotanlage implementiert und erfolgreich getestet. Die Ergebnisse sind in Abbildung 17 dargestellt. Während der Versuche wurden die Sollwerte für die Bettmaterialzirkulation (repräsentiert durch die Druckdifferenz im oberen CR Δp) mehrmals geändert. Der Regler passte die Luftstufung stets an, um die gewünschte Zirkulation zu erreichen.

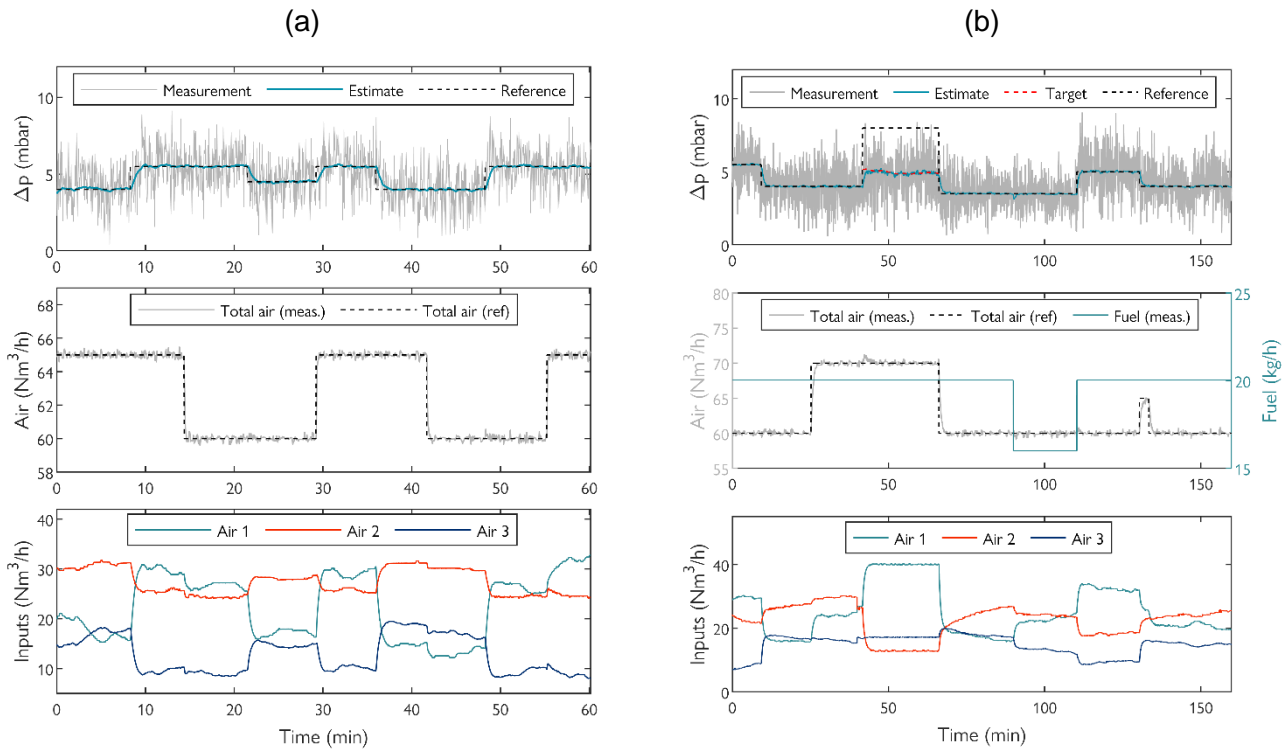


Abbildung 17. Experimentelle Ergebnisse der Tests der Zirkulationsregler an der Pilotanlage: (a) zeigt den linearen Zirkulationsregler, während (b) den Zirkulationsregler auf Basis der Gaußprozess-Regression (GPR) darstellt. Um Minute 40 wurde dem GPR-Regler ein Sollwert vorgegeben, der unter den bestehenden Beschränkungen nicht erreichbar ist. Daher wurde stattdessen die maximal mögliche Zirkulationsrate realisiert.

Übergeordnete DFB-Regelung

Die Ergebnisse der Pilotanlage, die mit dem DFB-Gesamtregler betrieben wird und die übergeordnete DFB-MPC sowie die Zirkulations-MPC umfasst, sind in Abbildung 18 dargestellt. Während des Versuchs wurden Sollwerte für den Produktgasmassenstrom und die Gaserzeugungstemperatur vorgegeben, sowie eine Untergrenze für den Sauerstoffgehalt im Abgas. Es wurden mehrmals Änderungen der Sollwerte vorgenommen, wobei das folgende Verhalten beobachtet wurde:

- a) **Reduzierung des Produktgasmassenstroms:** Durch die Verringerung des Produktgasmassenstroms passt der MPC den Biomasse- und Dampfeinsatz an, wodurch weniger Wärme für die endothermen Vergasungsreaktionen benötigt wird. Folglich wird die Öleinspeisung ebenfalls reduziert. Der MPC verringert zudem die Bettmaterialzirkulation aufgrund des geringeren Wärmebedarfs.
- b) **Zielwert für die Ölzufuhr:** Der Zielwert für die Ölzufuhr wurde auf Null gesetzt, was den Ölverbrauch vorübergehend senkte. Allerdings stieg der Ölverbrauch anschließend wieder an. Eine stärkere Reduktion könnte durch eine höhere Gewichtung des Ölzufuhr-Zielwertes im MPC erreicht werden.

- c) **Erhöhung der Gaserzeugungstemperatur:** Um eine höhere Gaserzeugungstemperatur zu erreichen, erhöht der MPC sowohl die Öleinspeisung als auch den Bettmaterialumlauf. Zudem muss die Gesamtluftmenge erhöht werden, um den Sauerstoffgehalt im Abgas über der Untergrenze zu halten. Luft 1 wird erhöht, während Luft 2 und Luft 3 reduziert werden, um den Bettmaterialumlauf zu steigern.
- d) **Senkung der Vergasungstemperatur:** Um die Vergasungstemperatur zu senken, wird in umgekehrter Weise wie bei der Sollwertänderung in (c) vorgegangen.

Die Versuchsergebnisse zeigen eine effektive Regelung der DFB-Vergasungs-Pilotanlage. Der Sollwert für die Produktgasmenge wurde schnell und effizient erreicht. Auch die Anpassungen der Gaserzeugungstemperatur wurden erfolgreich umgesetzt. Der Zirkulationsregler ermöglichte eine schnelle Regelung der Bettmaterialzirkulation entsprechend den Anforderungen des übergeordneten DFB-MPC.

Zu Beginn von Stunde 3 wurde der Sollwert für die Vergasungstemperatur erhöht. Aufgrund der Wartung des Gasanalyseystems musste der Referenzwert jedoch wieder auf 780 °C zurückgesetzt werden. Während der Wartung kam es zu Fehlmessungen im Produktgasmassenstrom, weshalb die Anlage manuell betrieben wurde. Der Zeitraum des manuellen Betriebs ist in der Grafik grau hinterlegt.

Zusätzlich zu den Rohmessdaten ist ein geglättetes Signal der Druckdifferenz Δp dargestellt. Dieses Signal wurde durch Berechnung eines zentrierten gleitenden Durchschnitts mit einer Fenstergröße von 21 Abtastwerten geglättet.

Die Messblenden zur Bestimmung des Produktgas- und Abgasdurchsatzes werden alle 15 Minuten mit Stickstoff gespült, was zu Spitzen in ihren Messungen führt. Aufgrund der Messgrenzen des Schwebekörper-Durchflussmessers war es nicht möglich, kleine Durchflussmengen zu messen (< 5 Nm³/h für Luft 1 und Luft 2, < 3 Nm³/h für Luft 3). Dieses Problem trat insbesondere für Luft 3 zwischen den Stunden 2 und 4 auf.

4.2.2 Regelung Methanierungsreaktor

Die Regelung der Methanierung umfasst einen Temperaturregler für die gezielte Einstellung der Synthesereaktortemperatur, sowie einem Durchflussregler, um die Syngasmenge zum Synthesereaktor gezielt vorgeben zu können.

Temperaturregelung Methanierung

Der Methanierungsreaktor unterteilt sich in eine innere Zone („Draft“) und eine äußere Zone („Annular“). In beiden Zonen wird die Temperatur gemessen und soll auf einen Sollwert eingeregelt werden. Die Zufuhr der Kühlluft erfolgt ebenfalls getrennt für die beiden Zonen. Zwei PI-Regler regeln die Temperaturen durch Variation der Kühlluftzufuhr. Die Regler wurden modellbasiert entworfen. Die Versuchsergebnisse sind in Abbildung 19 dargestellt.

Die Temperaturregelung konnte somit erfolgreich implementiert und demonstriert werden. Durch die automatisierte Regelung der Reaktortemperatur der Wirbelschichtmethanierung, kann eine möglichst effiziente Produktion von Roh-SNG ermöglicht werden.

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

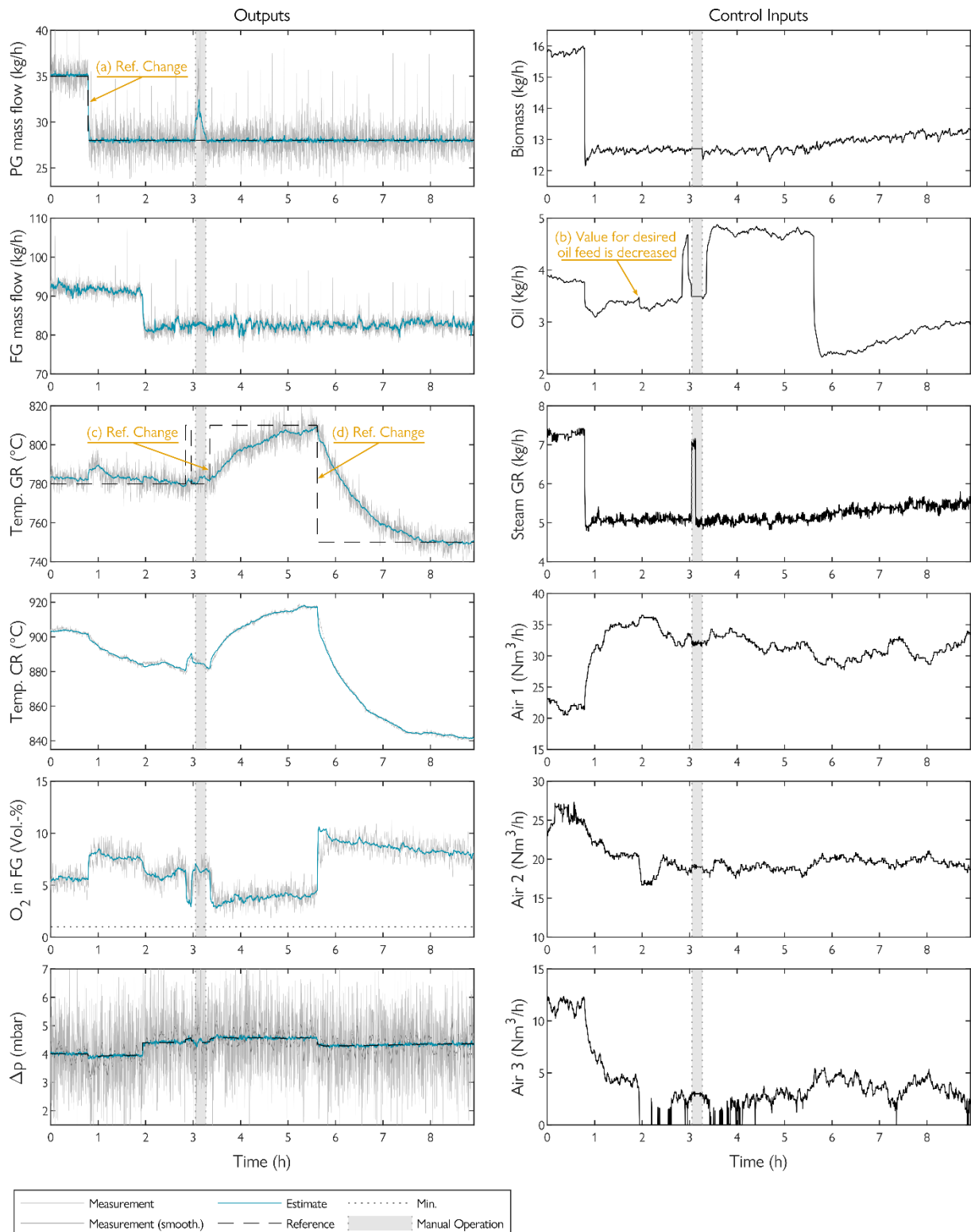


Abbildung 18. Experimentelle Ergebnisse von der DFB-Pilotanlage, geregelt mit dem entwickelten MPC. Von (Stanger, Bartik & Hamerschmid et al., 2024).

Durchflussregelung Syngas. Die Regelung des Syngas-Durchflusses wurde im Vorfeld getestet, ohne dass die DFB-Anlage oder der Methanierungsreaktor in Betrieb waren. Die Ergebnisse dieses Tests sind in Abbildung 20 dargestellt. Das entwickelte Regelungssystem bietet eine ausreichende Regelgüte und ermöglicht die Automatisierung der Vorgabe für die Syngas-Teilmenge, die dem Wirbelschichtmethanierungsreaktor zugeführt wird. Dadurch wird eine Kopplung zwischen der Produktgasmenge, die von der DFB-Gaserzeugungsanlage erzeugt wird, und der Syngasmenge, die in den Wirbelschichtmethanierungsreaktor eingespeist wird, ermöglicht. Dies trägt dazu bei, eine möglichst realistische Darstellung der gesamten Kette zu demonstrieren.

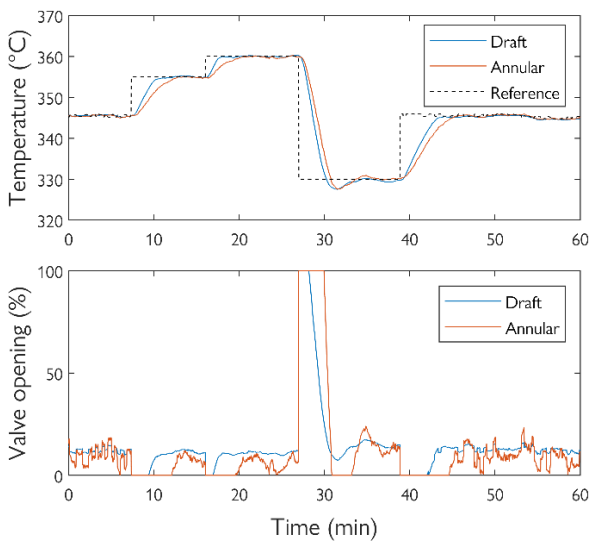


Abbildung 19: Regelung der Temperaturen im Methanierungsreaktor durch einen PI-Regler. Oben: Geregeltete Temperatur, unten: Ventilöffnung Kühlluft (Stellgröße).

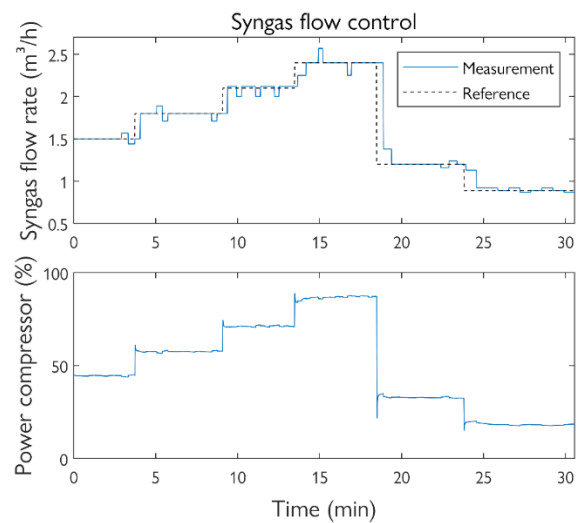


Abbildung 20: Regelung des Syngas-Durchflusses zur Methanierung über die Leistung des Membranverdichters. Der Durchfluss wird über eine Gasuhr gemessen, wodurch nur sporadisch Messinformationen verfügbar sind.

4.2.3 Regelung SNG-Kette (DFB und Methanierung gekoppelt)

Der Versuch zur Regelung der Gesamtkette wurde etwa ein halbes Jahr nach dem Test der isolierten DFB-Regelung durchgeführt. Dabei wurden die Reglerparameter angepasst, um den MPC schneller zu machen. Außerdem wurde nicht mehr der Massenstrom des Produktgases geregelt, sondern der Volumenstrom des trockenen Produktgases. Diese Anpassung wurde vorgenommen, weil bei Großanlagen die DFB-Anlage und die Methanierung normalerweise direkt gekoppelt sind, und das Produktgas nach der Wasserabscheidung und Gasreinigung direkt in die Methanierung strömt. Daher ist es entscheidend, den Volumenstrom des trockenen Produktgases konstant zu halten.

An der TU Wien Pilotanlage ist die Methanierung deutlich kleiner dimensioniert als die DFB-Anlage. Daher wird der Großteil des Produktgases nach der DFB-Anlage direkt in eine Nachbrennkammer geleitet, während nur ein Teilstrom gereinigt und zur Methanierung weitergeleitet wird. Um dennoch eine Kopplung der beiden Subsysteme zu simulieren, wurde im Kettenversuch der Sollwert für die Durchflussregelung von Syngas zur Methanierung stets auf einen Wert eingestellt, der auf der Messung des Volumenstroms basiert, der die DFB-Anlage verlässt. Dadurch wird sichergestellt, dass immer derselbe Anteil des Produktgases in die Methanierung geleitet wird.

Abbildung 21 zeigt die Ergebnisse des geregelten Kettenversuchs. Die beiden Grafiken in der ersten Zeile zeigen einerseits den Durchfluss an trockenem Produktgas und andererseits den Durchfluss an Synthesegas, das dem Methanierungsreaktor zugeführt wird. Die beiden Gasströme wurden durch Regelung des Synthesegasflusses in Abhängigkeit des Produktgasflusses gekoppelt. Der Sollwert für den Produktgasdurchfluss wurde manuell vorgegeben und kurz nach 19 Uhr um 20 % gesenkt (Teillastbetrieb). Der Sollwert für den Synthesegasfluss wurde so vorgegeben, dass dieser stets 8 % des Produktgasflusses beträgt. Im Zeitbereich um 19 Uhr wurde der Brennstoffbunker der DFB-Anlage nachgefüllt. In diesem Zeitraum war die automatische Sollwertvorgabe für die Synthesegas-Durchflussregelung nicht aktiv, es wurde ein manueller Sollwert vorgegeben.

In der zweiten Zeile sind die Temperaturen für den GR und den Methanierungsreaktor dargestellt. Für die Temperatur im GR wurde manuell ein Sollwert vorgegeben. Dieser wurde beginnend von 800 °C zwei Mal um je 25 °C reduziert. Der Temperatur-Sollwert für den Methanierungsreaktor wurde so berechnet, dass sich die maximale Methanausbeute ergibt (laut Modell). Die automatische Temperatur-Sollwertvorgabe war nicht ständig aktiv. Zwischenzeitlich wurde der Temperatur-Sollwert für den Methanierungsreaktor für jeden Betriebspunkt hinsichtlich Gaserzeugungstemperatur neben der „optimalen Methanierungstemperatur laut Modell“ manuell auf 360 °C und auf 330 °C geändert, um die Auswirkungen auf die Roh-SNG Zusammensetzung zu untersuchen. Im Bereich der Temperatur, bei der sich die maximale Methanausbeute ergibt, haben Temperaturänderungen nur sehr geringe Auswirkungen auf die Roh-SNG Zusammensetzung (siehe Abbildung 22). In der letzten Zeile sind die gemessene Zusammensetzung von Produktgas und Roh-SNG abgebildet.

Abbildung 22 veranschaulicht die Berechnung der optimalen Methanierungstemperatur, welche als jene Temperatur definiert ist, bei welcher die maximale Methanausbeute erreicht wird. Dazu wurden vier verschiedene Messbereiche ausgewertet. Diese sind in Abbildung 21 blau hinterlegt und mit (a)-(d) gekennzeichnet. Für diese vier Messbereiche wurden die Messdaten gemittelt und das Methanierungsmodell ausgewertet. Abbildung 22 zeigt die Roh-SNG Zusammensetzungen, die sich laut Modell für verschiedene Temperaturen im Methanierungsreaktor ergeben (jeweils für die vier Messbereiche, dargestellt durch unterschiedliche Linientypen) und die sich ergebenden Maxima im Methangehalt (senkrechte, graue Linien). Es bildet sich jeweils ein Maximum des Methangehaltes im Bereich von 340 °C. Die Messbereiche (a), (b) und (c) unterscheiden sich in ihren Produktgaszusammensetzungen (bedingt durch unterschiedliche Gaserzeugungstemperaturen). Für diese drei Messbereiche variiert die Roh-SNG-Zusammensetzung und damit die optimale Methanierungstemperatur nur gering. Im Messbereich (d) wurde die Anlage unter Teillast betrieben. Für niedrigere Durchflussraten befindet sich die maximale Methanausbeute bei einer niedrigeren Temperatur. Dies hat die Ursache, dass der Methangehalt im thermodynamischen Gleichgewicht mit sinkender Temperatur steigt und bei niedrigeren Durchflussraten aus kinetischer Sicht ein verringerter Abstand zum thermodynamischen Gleichgewicht besteht (Bartik et al., 2023).

Folglich kann zusammengefasst werden, dass die Demonstration des Einsatzes der Automatisierung sehr gut funktioniert hat. Der MPC konnte nur mit einmaliger Eingabe von Zielwert-Vorgaben die Betriebspunkte eigenständig anfahren und auch halten. Weiters wurde die Automatisierung auch im Teillastbetrieb erfolgreich getestet.

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

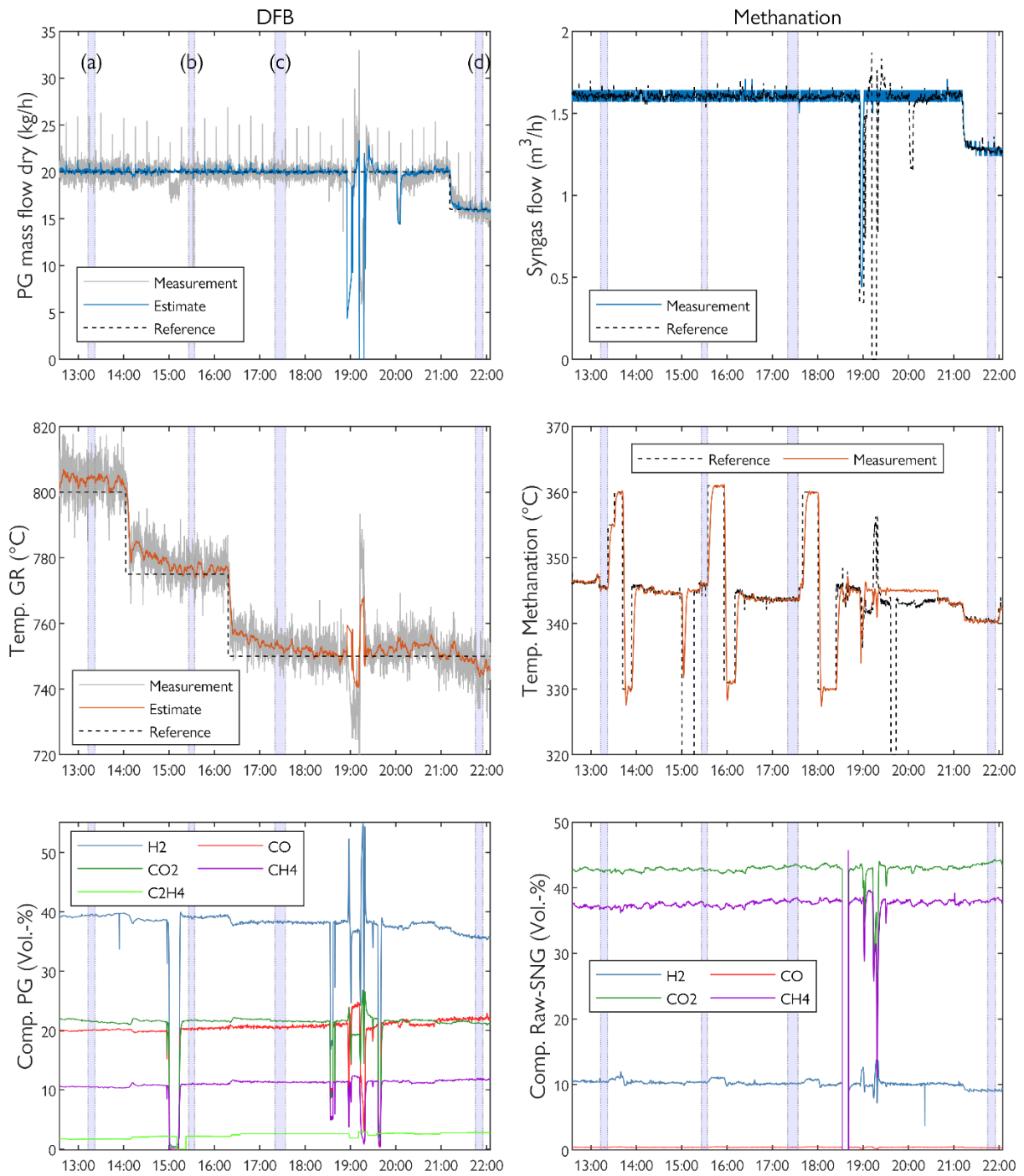


Abbildung 21: In der linken Spalte sind Daten der DFB-Anlage dargestellt vom Kettenversuch dargestellt, während in der rechten Spalte Daten der Methanierung gezeigt werden. In den drei Zeilen sind Durchflussraten, Temperaturen und Gaszusammensetzungen dargestellt.

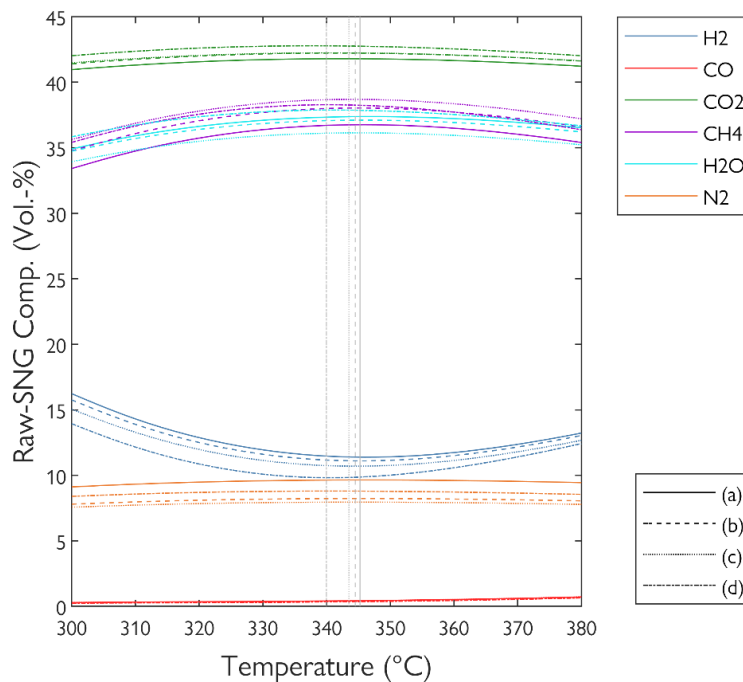


Abbildung 22: Gezeigt wird die vom Modell prädizierten Roh-SNG Zusammensetzungen für vier unterschiedliche Betriebspunkte (a), (b), (c) und (d). Die Betriebspunkte unterscheiden sich hinsichtlich Synthesegas-Zusammensetzungen und Durchflussraten. Die senkrechten, grauen Linien zeigen die Temperatur, bei der sich die maximale Methanausbeute ergibt.

4.2.4 Übertragung der modellprädiktiven Regelung auf die 1 MW Anlage

Das für die 100 kW-Anlage entwickelte dynamische Modell wurde für die 1 MW-Anlage adaptiert, wobei die Parameter anhand von Messdaten neu bestimmt wurden. Die Modellstruktur konnte weitgehend beibehalten werden, erforderte jedoch Anpassungen, wie beispielsweise die Berücksichtigung der Produktgasrezirkulation in der 1 MW-Anlage, der Bodenluft, des Wegfalls des Internal Loop Seal sowie der Messung der Produktgasmenge nach der Wasserabscheidung in der Produktgasreinigung (siehe Abschnitt 3.1.2). Messdaten aus Versuchskampagnen der 1 MW-Anlage wurden genutzt, um anlagenspezifische Parameter zu identifizieren, wie etwa zur Beschreibung des Wärmeverlustes, des Wärmetransports durch das Bettmaterial oder der Wärmekapazitäten der Reaktoren.

Auch für die 1 MW-Anlage besteht der entwickelte Regler aus einem übergeordneten DFB-MPC und einem Zirkulationsregler. Der übergeordnete DFB-MPC arbeitet im Wesentlichen wie bei der 100 kW-Anlage, jedoch steht mit der Produktgasrezirkulation eine zusätzliche Stellgröße zur Verfügung. Zur Regelung der Bettmaterial-Zirkulationsrate kann der im Abschnitt 3.5.1 beschriebene Gauß-Prozess-Zirkulationsregler verwendet werden, der in den Simulationen von (Stanger, Bartik & Binder et al., 2024) erfolgreich für die 1 MW-Anlage validiert wurde.

Der übergeordnete DFB-MPC wurde ebenfalls in Simulationen getestet, die Ergebnisse sind in Abbildung 23 dargestellt. Die linke Spalte zeigt die Modellausgänge. Wie bei der 100 kW-Anlage können Sollwerte für die Produktgasmenge und die Gaserzeugungstemperatur vorgegeben werden. Für den Sauerstoffgehalt im Abgas kann eine Untergrenze festgelegt werden. In der rechten Spalte sind die Stellgrößen zu sehen, die der Regler entsprechend angepasst hat. Während der Simulation wurden folgende Änderungen an den Sollwerten vorgenommen:

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

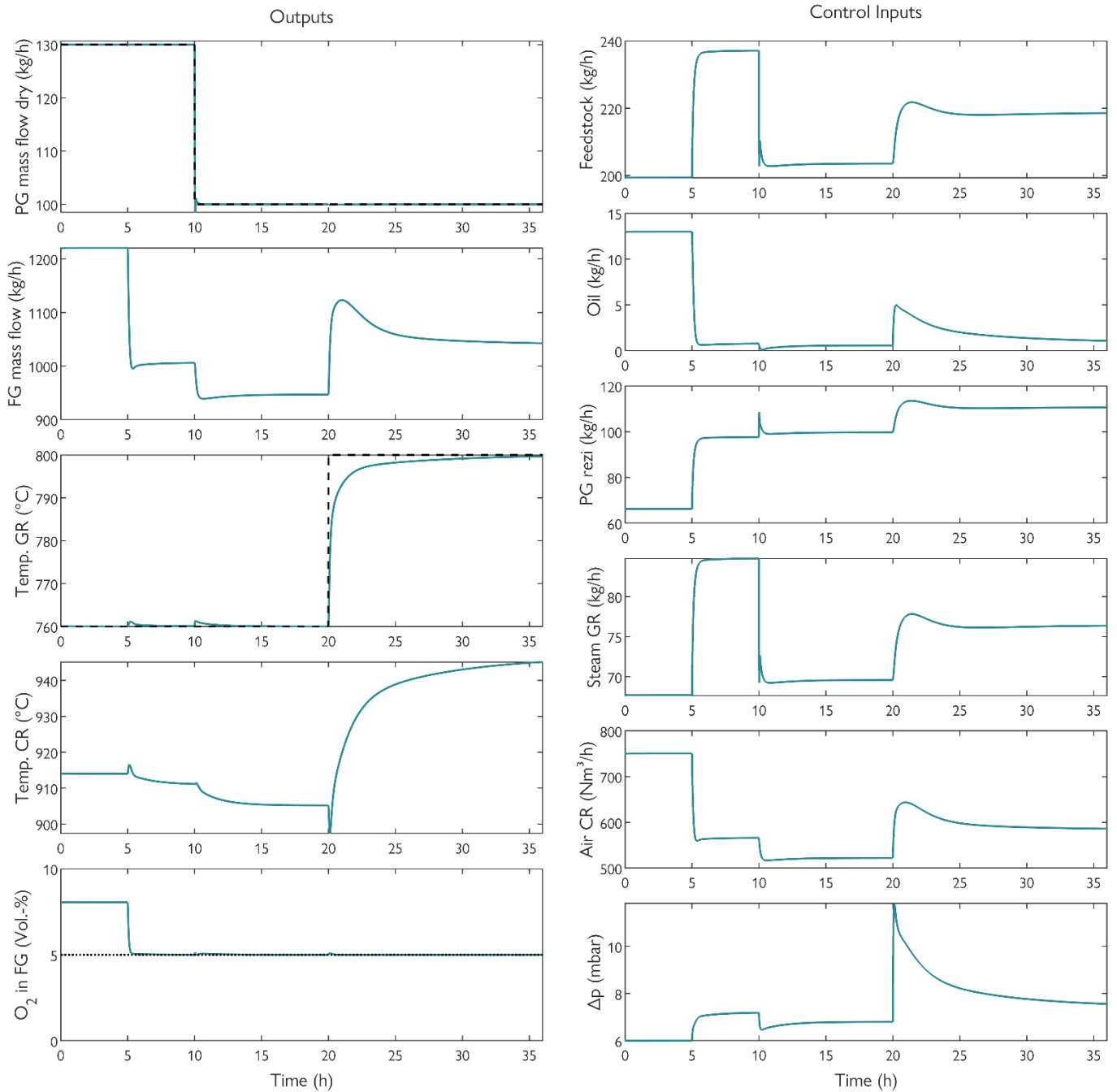


Abbildung 23. Simulation des DFB-MPCs für die 1 MW Anlage

- **t = 5 h:** Der Öleintrag soll minimiert werden. Um dennoch ausreichend Wärme für die endothermen Vergasungsreaktionen bereitzustellen, erhöht der Regler sowohl die Produktgasrezirkulation als auch den Bettmaterialumlauf. Da die Produktgasmenge trotz Rezirkulation konstant gehalten werden muss, erhöht der Regler zusätzlich die Brennstoff- und Dampfungabe in den GR.
- **t = 10 h:** Der Sollwert für den Produktgasmassenstrom wird geändert (Teillastbetrieb). Durch die Reduzierung der Brennstoff- und Dampfungabe wird die erzeugte Produktgasmenge verringert. Infolgedessen sinkt auch der Wärmebedarf, so dass die Ölmenge weiter reduziert werden kann. Dadurch und durch weniger Restkoks, der in den CR gelangt, wird auch weniger Luft im CR benötigt, um die Untergrenze für den Sauerstoffgehalt im Abgas einzuhalten.

- t = 20 h:** Der Sollwert für die Gaserzeugungstemperatur wird angepasst. Durch eine Erhöhung der Bettmaterialzirkulation kann schnell zusätzliche Wärme in den GR eingebracht werden, um die höhere Temperatur rasch zu erreichen. Langfristig wird die Temperatursteigerung auch durch eine Erhöhung der Ölzufuhr und der Produktgasrezirkulation erreicht. Um die Produktgasmenge konstant zu halten, erhöht der Regler die Brennstoff- und Dampfzufuhr.

4.3 Technoökonomische Analyse

Im optimalen Betriebspunkt betragen die SNG-Gestehungskosten 117 €/MWh ohne Erlöse aus Nebenprodukten wie CO₂ und Fernwärme bzw. 107 €/MWh, wenn die Erlöse mitgerechnet werden, siehe Abbildung 24 (rechts). Wird Wasserstoff zugesetzt, erhöhen sich die Produktionskosten, aber auch die Produktmenge, die aus der gleichen Menge Biomasse hergestellt werden kann, siehe Abbildung 24 (links). Es hat sich gezeigt, dass das Kostenminimum nicht dadurch entsteht, dass übers Jahr gerechnet geringere Kosten anfallen, sondern dadurch, dass mehr Produkt produziert wird, siehe Abbildung 25. Diese Daten gelten für eine Anlage mit 100 MW Brennstoffwärmeleistung, in der etwa 65 MW an SNG produziert werden.

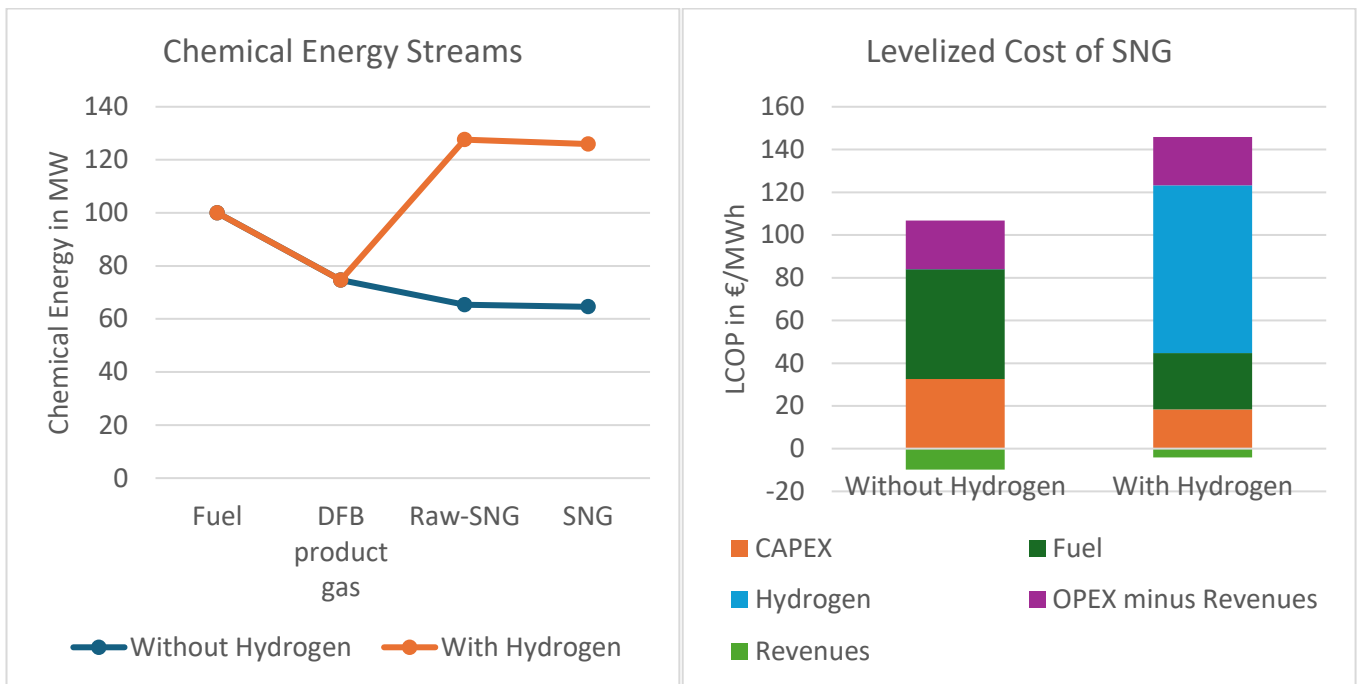


Abbildung 24: Chemische Leistung über die Prozesskette (links) und Gestehungskosten des SNG (rechts) für eine 100 MW Anlage

Die Ergebnisse der Technoökonomischen Analyse decken sich mit jenen der Prozesssimulation. Bei beiden ergibt sich eine optimale Gaserzeugungstemperatur von etwa 750-760 °C. Dieser Wert könnte sich auch ein wenig verschieben, vor allem wenn genauere Daten für den Teergehalt des Produktgases und den Wärmebedarf verschiedener Prozessschritte in das Modell eingepflegt werden.

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

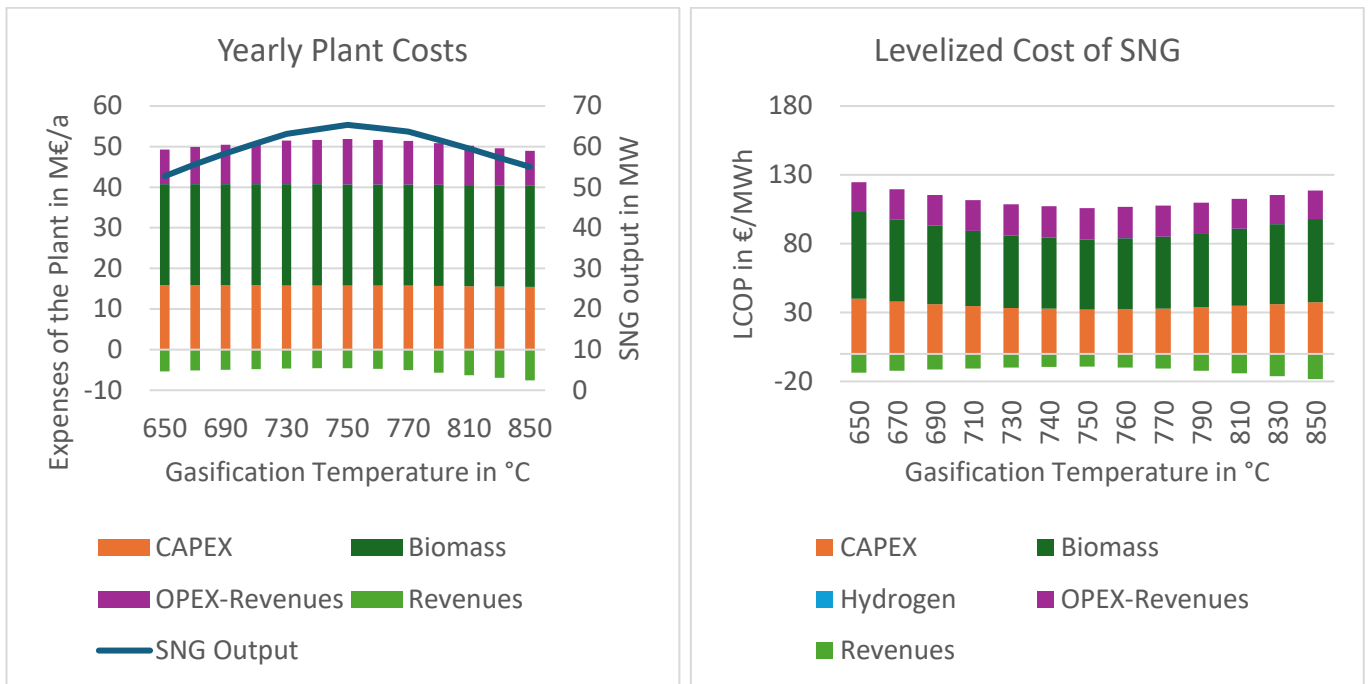


Abbildung 25: Jährliche Anlagenkosten und SNG-Output sowie Produktgestehungskosten des SNG in Abhängigkeit von der Gaserzeugungstemperatur für eine 100 MW Anlage

Wie schon im Prozessmonitoring, zeigte sich, dass die Wahl der Methanierungstemperaturen nur eine untergeordnete Rolle im Prozess spielt. Die Temperaturen können deswegen nicht als Parameter für die Wirtschaftlichkeit des Prozesses betrachtet werden, sondern dienen vielmehr dazu, die gewünschte Gasqualität, wie beispielsweise den CO- und CO₂-Gehalt des SNG, zu steuern.

In Abbildung 26 (links) ist die Technoökonomie von vier Anlagen unterschiedlicher Größen dargestellt bei einem Betriebspunkt ohne H₂-Zufuhr. Wie erwartet bleiben die Anteile von Biomasse, variablen OPEX sowie Erlösen von Nebenprodukten konstant, während die CAPEX und die fixen OPEX steigen. In Summe steigen die Produktgestehungskosten von 107 €/MWh bei 100 MW auf 166 €/MWh bei 10 MW. Es ist folglich ein starker Einfluss der Anlagengröße auf die Wirtschaftlichkeit des Verfahrens zu beobachten.

Die Kosten steigen mit zunehmender Wasserstoffzufuhr, jedoch auch die Leistung des produzierten Gases, siehe Abbildung 26 (rechts). Bei den gewählten Kostensätzen steigen die Kosten jedoch stärker an als die SNG-Produktion, was zu höheren Produktgestehungskosten führt. Unter den gegebenen Rahmenbedingungen ist die Wasserstoffzudosierung daher ökonomisch nicht sinnvoll. Aus der Sensitivitätsanalyse kann herausgelesen werden, dass diese bei einem Biomassepreis von 100 €/t_{atro} erst bei einem H₂-Preis von unter 3 €/kg sinnvoll ist. Selbst bei hoher H₂-Zugabe wird der CO-Grenzwert nicht erreicht, was eine zweite Stufe der Methanierung zwingend notwendig macht.

In Abbildung 27 ist eine Sensitivitätsanalyse eines Betriebspunktes ohne Wasserstoffzudosierung zu sehen. Die Anzahl der Betriebsstunden der Anlage hat signifikanten Einfluss auf die Kosten, wobei eine Reduktion um die Hälfte die SNG-Gestehungskosten um etwa 45% erhöht, während Änderungen anderer Faktoren wie Biomassepreis, Anlagenlebensdauer und Investitionskosten um 50% die Anlagenkosten um 10 bis 20% beeinflussen. Zinsen, Strompreis und CO₂-Preis hingegen zeigen bei gleicher Veränderung geringere Auswirkungen auf die Gestehungskosten.

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

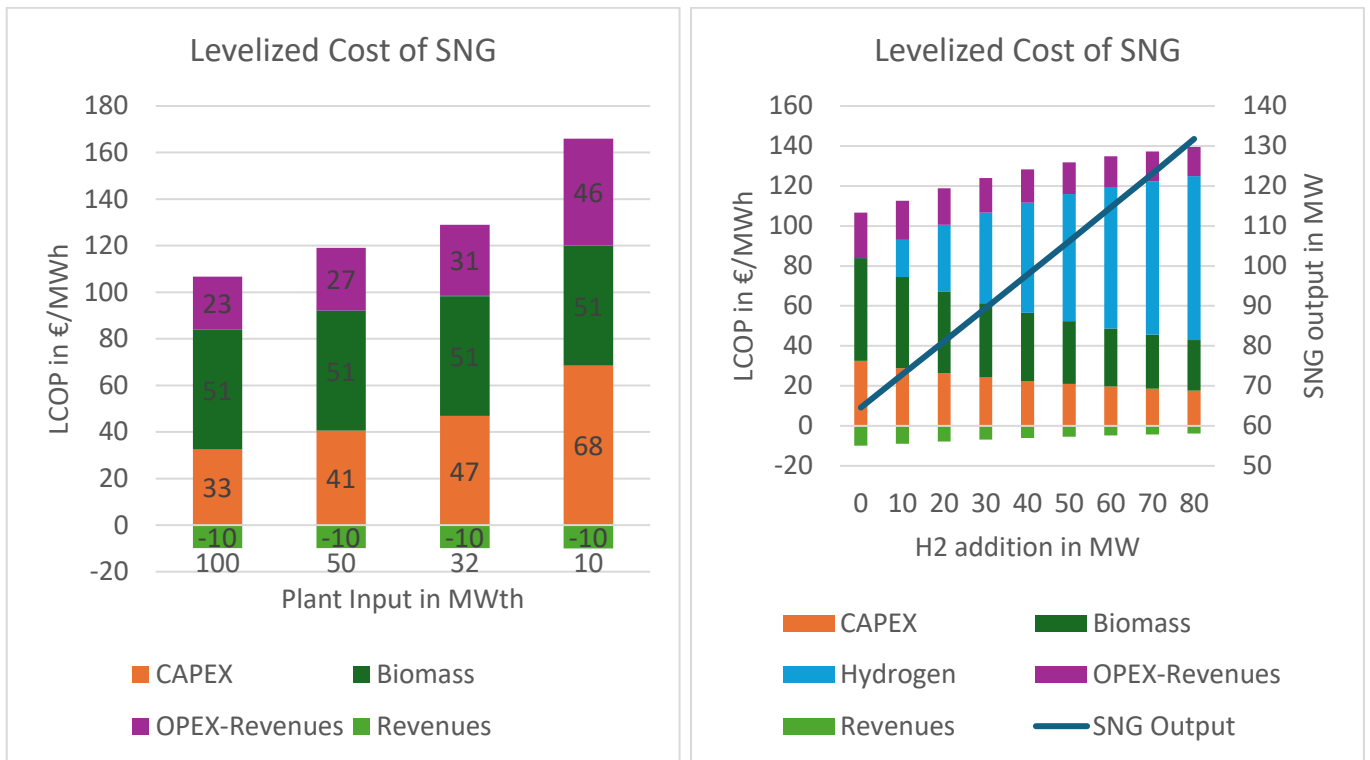


Abbildung 26: Produktgestehungskosten in Abhängigkeit von der Anlagengröße (links), Produktgestehungskosten in Abhängigkeit von der H₂-Zudosierung für eine 100 MW Anlage (rechts)

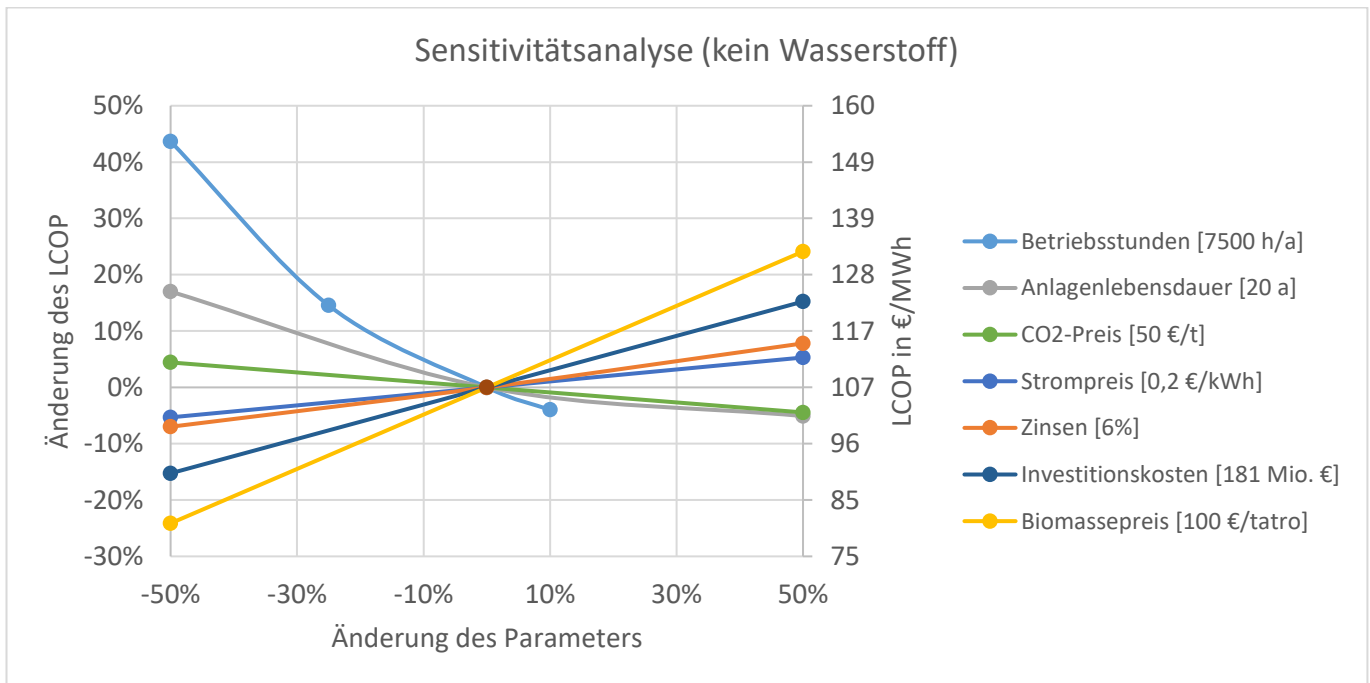


Abbildung 27: Sensitivitätsanalyse bei einem Betriebspunkt ohne Wasserstoffzudosierung

Die Erhöhung des Kaltgaswirkungsgrades um 3-5 Prozentpunkte, wie in 4.1 beschrieben, kann auch technoökonomische quantifiziert werden. Je nach Betriebspunkt können durch den Einsatz des Digital Twins Kosteneinsparungen von etwa 5-10 €/MWh realisiert werden. Diese Kosteneinsparungen sind in der technoökonomischen Analyse bereits berücksichtigt.

4.4 Digitalisierung

Der Digital Twin zur Erzeugung von synthetischem Erdgas an der Pilotanlage wird laufend mit aktuellen Daten des zugrundeliegenden Prozesses versorgt und ermöglicht Einblicke in den aktuellen Zustand des Prozesses sowie Prädiktionen zum zukünftigen Verhalten. In mehreren Versuchsreihen wurden die Funktionsfähigkeit und Benutzerakzeptanz erprobt. Als wichtigste Indikatoren für zur Unterstützung der Prozessoptimierung für Anlagenfahrer stellten sich dabei 10-20 Kenngrößen aus der Prozesssimulation im historischen Verlauf sowie im Istzustand heraus. Dem MPC Modul wurden aktuelle Messdaten der Anlage bereitgestellt, und vom MPC berechnete Stellgrößen wurden zur Anlage zurückgeführt.

Für die Anbindung der Echtzeit-Analagedaten an die digitale Plattform wurden 3 Möglichkeiten evaluiert:

1. Kommunikation des Prozessleitsystems mit IoT Hub als MQTT-Client zur gemeinsamen Übermittlung der Daten an den IoT Hub (MQTT Server)
2. Kommunikation des Prozessleitsystems mit IoT Hub über MQTT mit zwischengeschaltetem Übersetzer, der bidirektionale Kommunikation z.B. mit einem proprietären Protokoll zum Prozessleitsystem ermöglicht und zum IoT Hub eine MQTT-Schnittstelle bereitstellt
3. Direktkommunikation der beiden Maschinensteuerungen (SPS) mit dem IoT Hub mit zwischengeschaltetem Übersetzer (Edge Device), analog zur Möglichkeit 2.

Als Ergebnis dieser Evaluierungen wurde mit Option 3 eine Direktkommunikation der beiden Maschinensteuerungen mittels ModBus über die physikalische Schnittstelle zu einer zwischengeschalteten Übersetzten (Edge Device) für die TU-Pilotanlage als schnellste Kommunikationsform ohne Übertragungsverluste und inkl. notwendiger Sicherheitsanforderungen ausgewählt.

Zur Technologieevaluierung der räumlichen Erkennung und SLAM-Algorithmik wurde der vollständige Anlagenbereich der TU-Anlage sowie alle Anlagenteile mit der HoloLens mittels Scan-Modus erfasst. Beim Erstellen der 3D-Karte traten kaum Fehler auf und die räumliche Erkennung funktionierte sehr gut. Gut beleuchtete Anlagenteile wurde mit hoher Genauigkeit erfasst, während die räumliche Erkennung von schlechter beleuchteten DFB-Teilen fehlerbehaftet und langsamer funktionierte.

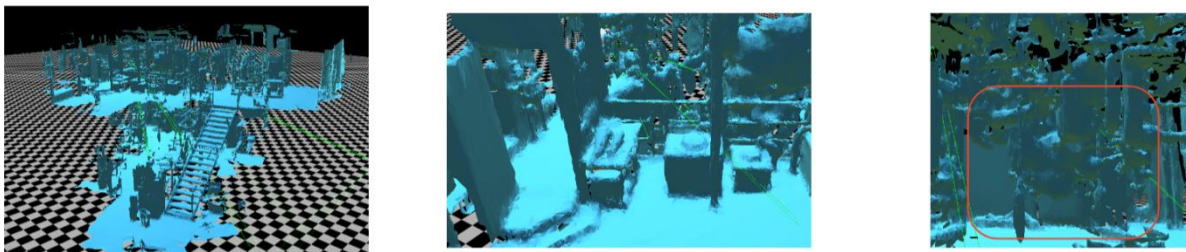


Abbildung 28: HoloLens-Versuche zur Räumlichen Erkennung der TU-Anlage.

Eine Expertenbewertung zum Einsatz von Mixed Reality Brillen für ausgewählte Anwendungsszenarien wurde mit besonderem Augenmerk auf die Vermeidung möglicher Verletzungsgefahren sowie einsetzender Übelkeit/Seerkrankheit durchgeführt. MR-Brillen für Anlagenführer im Leitstand wurden dabei als wenig sinnvoll bewertet, da die vielen Echtzeitdaten auf herkömmlichen Displays effizienter und komfortabler dargestellt werden können. Die Echtzeit-Darstellung von Betriebsparametern an verschiedenen Stellen der Anlagen wurde ebenfalls kritisch bewertet, da der Aufbau von Visualisierung hier mit hohen Verzögerun-

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

gen von bis zu 10 Sekunden und teils ungenauer Positionierung zu erwarten war. Im Rahmen eines Innovationsworkshops in der BEST Anlage in Simmering wurde HoloLens mit der integrierten Microsoft Teams Applikation zur Unterstützung von externen Wartungstechnikern mit mehreren Benutzern erprobt und führte zu positiven Rückmeldungen, siehe Abbildung 29.

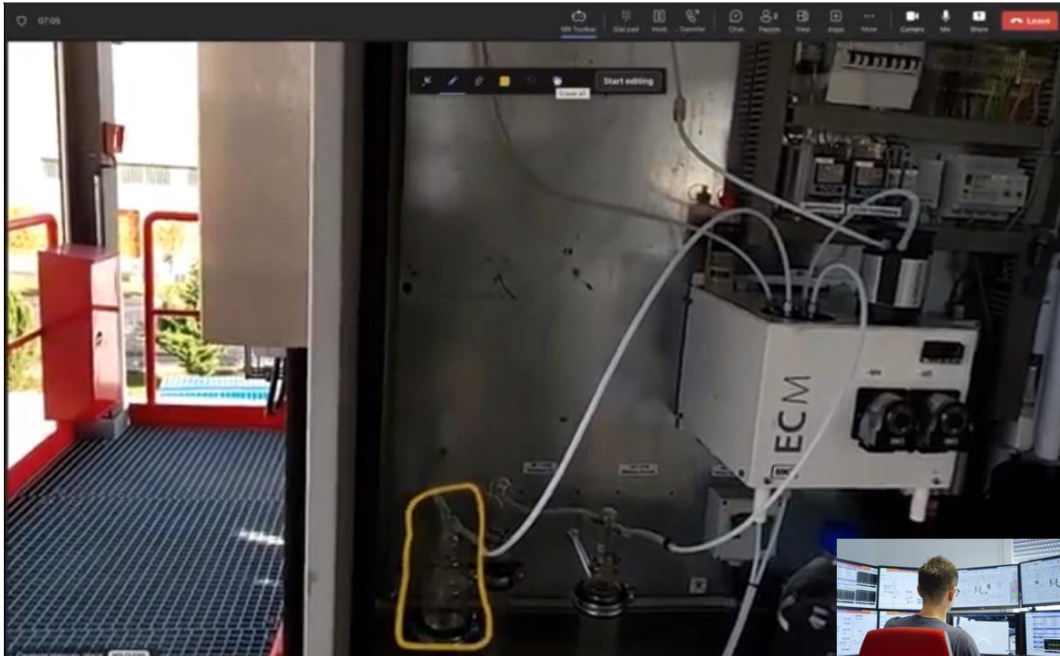


Abbildung 29: Remote Assistance per VideoCall mit eingezeichneten Overlays (in Orange)

4.5 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Im Forschungsprojekt „ADORE-SNG“ wurden holistische Automatisierungs-, Optimierungs- und Digitalisierungsstrategien für Erzeugungsanlagen zur Produktion von synthetischem Erdgas (SNG) aus Biomasse untersucht. Die entwickelten Methoden wurden an der Pilotanlage der TU Wien implementiert, die Übertragbarkeit auf Großanlagen wurde anhand von Simulationen für eine 1 MW Anlage demonstriert.

Bestehende Prozessmodelle wurden im Rahmen des Projektes wesentlich verbessert und stehen für zukünftige Anwendungen zur Verfügung. Zu den Modellen gehören IPSEpro Prozessmodelle für das Online-Monitoring während des Anlagenbetriebs und für die Prädiktion von möglichen, zukünftigen Betriebspunkten, Modelle für den Entwurf modellbasierter Regler wie modellprädiktive Regler sowie Modelle für die Entwicklung von Softsensoren für Gaszusammensetzungen. Anhand der 1 MW-Anlage wurde gezeigt, dass die Modelle auf andere Anlagen übertragbar sind, geringfügige Anpassungen in der Modellstruktur zur Berücksichtigung von Unterschieden im Anlagendesign vorgenommen werden müssen und anlagen-spezifische Parameter neu identifiziert werden müssen.

Die Automatisierung der gesamten SNG-Kette im Teillast- und Vollastbetrieb beim Einsatz von holzartiger Biomasse konnte erfolgreich demonstriert werden, was zu einer Entlastung der Anlagenfahrer und einem ressourcenschonenderen Anlagenbetrieb führt. Die automatische Kompensation von Prozessschwankungen aufgrund von Schwankungen in der Brennstoffqualität konnte erfolgreich demonstriert werden. Der MPC konnte ca. 15 min nach Auftreten der Störgröße durch entsprechende Reduzierung der Brennstoff- und Dampfmenge wieder einen konstanten Betriebspunkt einstellen.

Der Kaltgaswirkungsgrad konnte bei gleicher Gaserzeugungstemperatur im Vergleich zu einem manuell gesteuerten Versuch um 3 Prozentpunkte gesteigert werden. Durch die Absenkung der Gaserzeugungstemperatur auf 750 °C konnte eine Steigerung um weitere 2 Prozentpunkte erreicht werden.

Auffallend ist auch, dass durch den Einsatz der Automatisierung wesentlich geringere Ölmengen zugeführt werden als im manuellen Betrieb, um die gleichen Temperaturniveaus zu erreichen. Für den Betrieb einer 100 MW Anlage würde die Reduktion von Zusatzbrennstoff (Produktgasrezirkulation statt Heizöl bei einer Großanlage) einer Reduktion des Biomassebedarfs von etwa 9500 t pro Jahr bedeuten. Für den Betrieb von Großanlagen bedeutet dies außerdem, dass ein autothermer Betrieb möglich erscheint, bei dem die gesamte Energie für die endotherme Gaserzeugungsreaktion aus der Verbrennung des unvergasteten Kohlenstoffs bereitgestellt wird und kein Produktgas rezirkuliert werden muss.

Die Produktgasleistung kann durch den Einsatz der Automatisierung wesentlich präziser bereitgestellt werden, da durch die ständige Nachregelung der Stellgrößen ein Abdriften verhindert wird. Die Schwankung der Produktgasleistung konnte von einer relativen Abweichung von 5-6% auf ca. 1-2% drastisch reduziert werden. Dies ist für die nachgeschaltete Gasreinigung und Synthese von großem Vorteil.

Die Online-Bestimmung des Wassergehaltes im Produktgas mittels Softsensor konnte erfolgreich demonstriert werden. Der Softsensor im DFB-Teil ermöglicht die Abschätzung des Wassergehaltes im Produktgas in Echtzeit und die Erkennung und Isolierung (FDI) von fehlerhaften Messungen, was eine neuartige Innovation darstellt.

Diese technischen Verbesserungen können zu einer Verringerung der Produktgestehungskosten um etwa 5-10 €/MWh führen. Die technoökonomische Analyse zeigt, dass Gestehungskosten von etwa 107 €/MWh erreicht werden können, wenn Erlöse aus Wärme und reinen CO₂-Strömen eingerechnet werden.

Das virtuelle Abbild einer SNG-Anlage mittels Digital Twin ermöglicht die zentrale Datenverfügbarkeit von Echtzeit- und historischen Daten sowie leistungsfähige Analysen und Simulationen zur Unterstützung des Anlagenbetreibers durch Optimierungsvorschläge. Auf Basis von Cloud-Technologien wurde eine skalierbare digitale Plattform entwickelt, die in Pilotversuchen erfolgreich eingesetzt wurde und einfach an weitere SNG-Anlagen angebunden werden kann.

Weitere Erkenntnisse können durch erweiterte Benutzerschnittstellen und neue Visualisierungstechnologien gewonnen werden. Im Rahmen des Projektes konnten u.a. 2 Mixed Reality Anwendungen zur Unterstützung von anlagenfremden Wartungstechnikern sowie zur Wissensvermittlung der SNG-Technologie für eine breite Öffentlichkeit erfolgreich umgesetzt und demonstriert werden.

5 Ausblick und Empfehlungen

Aktuell werden erste Schritte zur Implementierung der entwickelten Methoden an der 1 MW-Anlage geplant. Die vorhandenen Modelle stehen außerdem für die Planung von Leitsystemen für weitere Technologieausbaustufen, wie dem geplanten Reallabor in Zeltweg, zur Verfügung. Abschließend ist die Kontaktaufnahme mit Anlagenbauern von großer Bedeutung, da im Verlauf des Projekts wertvolle Erkenntnisse gewonnen wurden, die in weiteren Entwicklungsschritten zur Technologieoptimierung genutzt werden können.

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Industrielle IoT Systeme, wie ein Digital Twin, müssen engverzahnt in die Operational Technologie (OT) integriert werden. Bei der Planung der Leitsysteme ist die Berücksichtigung geeigneter Schnittstellen für Anlagenbetreiber notwendig, um Digitalisierungsstrategie und Advanced Process Control Methoden erfolgreich umzusetzen. Durch frühes Aufsetzen einer Digitalisierungsstrategie in der Anlagenplanung können Synergieeffekte und Einsparungspotentiale deutlich besser als in Nachrüstscenarien genutzt werden. Etwa ist es effizient möglich die Funktionalität von Manufacturing Execution Systemen (MES) als Teil einer digitalen Plattform aufzubauen, Daten zentral verfügbar zugänglich zu machen und im laufenden Betrieb Auswertungen und Microservices zu ermöglichen sowie eine Grundlage für Advanced-Process-Control Methoden zu schaffen.

In der Prozesssimulation wurden einige unbeantwortete Fragen identifiziert, die in Zukunft genauer betrachtet werden sollten. Diese beinhalten eine genauere Untersuchung des Teergehalts, sowie die Notwendigkeit einer detaillierteren Betrachtung des SNG-Upgradings und der Gasreinigung bzw. -konditionierung. Speziell die Gasreinigung und -konditionierung stellt ein Bottleneck für eine hohe Anlagenverfügbarkeit dar, ist durch die herausfordernde Messtechnik und Identifikation jedoch schwierig zu automatisieren. Probleme wie Fouling oder Degradierungserscheinungen, welche in vergleichsweise großen Zeitskalen auftreten, können im Dauerbetrieb betrachtet werden. Versuche an der Pilotanlage der TU Wien haben gezeigt, dass der Kaltgaswirkungsgrad des Prozesses bei Absenkung der Temperatur von 810 °C auf etwa 760 °C zu einer Erhöhung des Wirkungsgrades führt. Die laut Prozesssimulation errechneten Wirkungsgrade konnten in der Pilotanlage nicht erreicht werden, da hier keine Produktgasrezirkulation und thermische Verwertung von Teer und Koks im Produktgas möglich ist. Es wäre interessant zu untersuchen, ob der im Simulationsmodell ermittelte optimale Betriebspunkt in der 1 MW-Demonstrationsanlage tatsächlich den berechneten Wirkungsgrad erzielen kann. Im Sinne einer kaskadischen Rohstoffnutzung wäre außerdem eine Erweiterung der Modelle auf biogenen Rest- und Abfallstoffe zielführend.

Im Bereich der Automatisierung bieten multivariable Regler die Möglichkeit, Kopplungen zwischen verschiedenen Prozessgrößen zu berücksichtigen. Mit Hilfe der modellprädiktiven Regelung (MPC) können auch Beschränkungen wie die Mindestfluidisierung der Reaktoren oder der Restsauerstoffgehalt im Abgas explizit berücksichtigt werden. MPC erlaubt auch eine Gewichtung der Stellgrößen, was besonders vorteilhaft ist, wenn mehr Stellgrößen als zu regelnde Prozessgrößen vorliegen. Die Modellierung kann weitgehend physikalisch erfolgen, jedoch sind Identifikationsversuche, bei denen der Prozess gezielt angeregt wird, sinnvoll, um unbekannte Parameter genau zu bestimmen.

6 Literaturverzeichnis

- Bartik, A. (2024) *Synthetic natural gas from woody biomass*, Wien, Technische Universität Wien.
- Bartik, A., Benedikt, F., Fuchs, J., Hofbauer, H. & Müller, S. (2023) "Experimental investigation of hydrogen-intensified synthetic natural gas production via biomass gasification: a technical comparison of different production pathways", *Biomass Conversion and Biorefinery*, S. 1–20.
- Bartik, A., Fuchs, J., Pacholik, G., Föttinger, K., Hofbauer, H., Müller, S. & Benedikt, F. (2022) "Experimental investigation on the methanation of hydrogen-rich syngas in a bubbling fluidized bed reactor utilizing an optimized catalyst", *Fuel Processing Technology*, Vol. 237, S. 107402.
- Benedikt, F. (2020) *Fuel flexible advanced dual fluidized bed steam gasification*, Wien, Technische Universität Wien.
- Green, D. W. (2018) *Perry's chemical engineers' handbook 9th edition*, New York NY, McGraw-Hill Education.
- Grossgasteiger, L. (2022) *Dynamic modeling and control of a fluidized bed methanation reactor*, Technische Universität Wien.
- Huber, M., Benedikt, F., Karel, T., Binder, M., Hochstöger, D., Egger, A., Fürsatz, K. & Kuba, M. (2024) "Tar conversion and recombination in steam gasification of biogenic residues: The influence of a countercurrent flow column in pilot- and demonstration-scale", *Fuel*, No. 364.
- IEA (2023) *World Energy Outlook 2023*.
- IPCC (2023) *Climate Change 2023: Synthesis Report*.
- Kaltschmitt, M. & Streicher, W. (2009) "Energie aus Biomasse", in Kaltschmitt, M. & Streicher, W. (Hg.) *Regenerative Energien in Österreich: Grundlagen, Systemtechnik, Umweltaspekte, Kostenanalysen, Potenziale, Nutzung*, Wiesbaden, Vieweg+Teubner, S. 339–532.
- Kunysz, D. O. (2020) *Kostenschätzung im chemischen Anlagenbau*, Wiesbaden, Springer Fachmedien Wiesbaden.
- Pröll, T. (2004) *Potenziale der Wirbelschichtdampfvergasung fester Biomasse : Modellierung und Simulation auf Basis der Betriebserfahrungen am Biomassekraftwerk Güssing*, Wien, Technische Universität Wien.
- Rehling, B. (2012) *Development of the 1MW Bio-SNG plant, evaluation on technological and economical aspects and upscaling considerations*, Wien, Technische Universität Wien.
- Sinnott, R. & Towler, G. (2019) *Chemical Engineering Design: SI Edition*, Butterworth-Heinemann.
- Stanger, L., Bartik, A., Binder, M., Schirrer, A., Jakubek, S. & Kozek, M. (2024) *Gaussian Process Regression-Based Control of Solids Circulation Rate in Dual Fluidized Bed Gasification* (Submitted for Publication).
- Stanger, L., Bartik, A., Hammerschmid, M., Jankovic, S., Benedikt, F., Müller, S., Schirrer, A., Jakubek, S. & Kozek, M. (2024) "Model predictive control of a dual fluidized bed gasification plant", *Applied Energy*, No. 361.

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Stanger, L., Bartik, A., Schirrer, A., Jakubek, S. & Kozek, M. (2024) "Predictor-Based Gas Flow Rate Control With Event-Triggered Corrections", *2024 32nd Mediterranean Conference on Control and Automation (MED)*, IEEE.

Stanger, L., Schirrer, A., Benedikt, F., Bartik, A., Jankovic, S., Müller, S. & Kozek, M. (2023) "Dynamic modeling of dual fluidized bed steam gasification for control design", *Energy*, No. 265.

Veress, M. (2020) *Optimization of a process concept for the industrial production of Bio-SNG from low-grade fuels*, Wien, Technische Universität Wien.

Vogler, J., Stanger, L., Bartik, A., Schirrer, A. & Kozek, M. (2024) "Soft Sensor Design for Product Gas Composition Monitoring Including Fault Isolation in a Dual Fluidized Bed Biomass Gasifier", *2024 International Conference on Control, Automation and Diagnosis (ICCAD)*, IEEE.

7 Kontaktdaten

Technische Universität Wien, Institut für Mechanik und Mechatronik

Getreidemarkt 9

1060 Wien

Tel.: +43 1 58801 325512

martin.kozek@tuwien.ac.at

tuwien.at/mwbw/mec

Verto Engineering GmbH

Franz-Josefs Kai 53/13

1010 Wien

Zühlke Engineering (Austria) GmbH

Handelskai 92

1200 Wien

Technische Universität Wien, Institut für Verfahrenstechnik, Umwelttechnik und technische Bio-wissenschaften

Getreidemarkt 9

1060 Wien

BEST – Bioenergy and Sustainable Technologies GmbH

Inffeldgasse 21b

8010 Graz