

13. Internationale Anwenderkonferenz Biomassevergasung

25.11.2025, Wien

Report



Autorin: Dr. Jitka Hrbek, BOKU Wien

(Coverbild: KI-generiert)

Inhalt

_Toc221625437

Einführung	3
Status der Vergasung in EU, USA, Kanada und China	4
Thermochemische Gaserzeugung – was fehlt für den Durchbruch?	6
Syngas Platform Vienna – Demonstration einer Waste2Value-Prozesskette.....	8
Aktueller Stand des Advanced Bioenergy Lab in Zeltweg	10
Elektrifizierung eines Mehrbett-Wirbelschichtsystems zur Dampfvergasung.....	12
Von Prozesswärme aus klassischem Synthesegas zur Wasserstoffherstellung aus der Hochtemperatur-Dampfvergasung	14
Holzgas neu gedacht – Dynamische Energieversorgung für Industrie und Kommunen	16
Stand der Technik von Holzvergasung aus der Sicht eines Gasmotorenherstellers	18
Zusammenfassung.....	21
Liste der Abbildungen.....	22

Einführung

Am 25. November 2025 fand in Wien die 13. Internationale Anwenderkonferenz Biomassevergasung statt. Die Konferenz brachte Betreiberinnen und Betreiber, Technologieanbieter, Forschungseinrichtungen sowie Projektentwickler zusammen, um den aktuellen Stand und die nächsten Entwicklungsschritte der thermochemischen Vergasung von Biomasse und biogenen Abfällen zu diskutieren. Im Mittelpunkt stand die Rolle der Vergasung als Bindeglied zwischen Bioenergie, Kreislaufwirtschaft und industrieller Defossilisierung – insbesondere dort, wo erneuerbare, speicher- und transportfähige Energieträger sowie biogene Kohlenstoffquellen benötigt werden.

Die Beiträge spannten einen breiten Bogen: Von einem internationalen Statusbild (Europa, Nordamerika, China) über die Frage, welche technischen, wirtschaftlichen und regulatorischen Voraussetzungen für den Marktdurchbruch noch fehlen, bis hin zu konkreten Demonstrations- und Reallaboraktivitäten in Österreich. Vorgestellt wurden unter anderem integrierte Prozessketten, die Reststoffe und Abfälle zu Synthesegas und daraus zu Wasserstoff, erneuerbaren Gasen oder nachhaltigen Kraftstoffen weiterverarbeiten, ebenso wie Weiterentwicklungen in der Reaktortechnik (z. B. Mehrbett- und Wirbelschichtkonzepte sowie Elektrifizierungsansätze). Ergänzt wurde das Programm durch industrielle Perspektiven zur Wasserstofferzeugung und durch praxisnahe Beiträge zur flexiblen Holzgasnutzung, zur Motorentauglichkeit sowie zu Betriebserfahrungen, die die Bedeutung von Gasqualität, Gasreinigung, Verfügbarkeit und robusten Betriebsstrategien hervorheben.

Der vorliegende Bericht fasst die Kernaussagen der Vorträge zusammen und ordnet sie entlang der Wertschöpfungskette – von Einsatzstoffen und Reaktorkonzepten über Gasreinigung und Upgrading bis zu Produkten und Anwendungsszenarien. Ziel ist es, einen kompakten Überblick über technologische Reifegrade, aktuelle Entwicklungslinien und zentrale Handlungsfelder zu geben und damit den Transfer von Demonstration und Betriebserfahrung in verlässliche, wirtschaftliche Anwendungen zu unterstützen.

Status der Vergasung in EU, USA, Kanada und China

Jitka Hrbek, BOKU

Die IEA Bioenergy Task 33 überwacht den Status der Gaserzeugung biogener und abfallbasierter Einsatzstoffe, identifiziert technologische Hürden und adressiert Fragen der Systemintegration, Skalierung und Kommerzialisierung. Für den Zeitraum 2025–2027 umfasst sie zwölf Mitgliedsländer; die Task wird von Jitka Hrbek (BOKU) geleitet, mit Joakim Lundgren (LTU) als Co-Leiter. Task 33 ist im IEA Bioenergy Technology Collaboration Programme (TCP) verankert, das unter dem Dach der Internationalen Energieagentur organisiert ist, jedoch funktional und rechtlich autonom agiert.

Regional zeigen sich klare Trends. In Europa ist die Kleinmaßstab-Gaserzeugung gut etabliert (über 1.700 Anlagen, überwiegend in Deutschland, Italien und Österreich), zugleich wurden mehrere Vorhaben aus finanziellen oder regulatorischen Gründen beendet; der aktuelle Schwerpunkt liegt auf nachhaltigem Flugkraftstoff (SAF) und Wasserstoff. In Kanada und den USA wurden beide Anlagen von Enerkem stillgelegt, und das Sierra BioFuels-Werk von Fulcrum scheiterte 2024; parallel treiben Akteure wie Hydrogen Naturally und Mote kohlenstoffnegativen Wasserstoff mittels Gaserzeugung und CCS voran, während Unternehmen wie Aemetis und DG Fuels die Skalierung von SAF anstreben. In China sind mehr als 80 großtechnische Gaserzeugungsanlagen in Betrieb; das Wachstum fokussiert auf erneuerbares Methanol über Gaserzeugung mit über 90 Projekten in Planung oder Bau. In Indien trägt die 2022 in Betrieb genommene 2G-Ethanolanlage in Panipat zu nationalen Beimischungs- und Emissionszielen bei.



Abbildung 1: 2G-Ethanol-Anlage in Panipat, Indien¹

Konkrete Projekte verdeutlichen die technologische Bandbreite. In Schweden ist die Östrand-Biorefinery mit einer geplanten Jahresproduktion von 300.000 Tonnen SAF und Naphtha

¹ <https://www.manufacturingtodayindia.com/iocls-2g-ethanol-bio-refinery-based-on-prajs-technology>

ausgewiesen. Industrieanwendungen von MEVA ersetzen in Schweden und Polen fossiles Erdgas durch erneuerbares Gas, erzeugen hochwertigen Biokohlenstoff und reduzieren Emissionen signifikant. In den Niederlanden plant FUREC eine jährliche Wasserstoffproduktion von 54.000 Tonnen. Ebenfalls in den Niederlanden kombiniert Torrgas/TORRANOL schnelle Pyrolyse mit sauerstoffgeblasener Gaserzeugung und verfolgt Produktpfade zu Wasserstoff und synthetischem Erdgas (SNG). GIDARA Energy realisiert im Hafen von Amsterdam Methanolproduktion auf Basis von BFB-Technologie und ist in eine SAF-Technologieallianz eingebunden. In Frankreich belegt eine Wasserstoff-Demonstrationsanlage einen Holzpelletverbrauch von rund 2,6 Tonnen pro Tag und eine Produktion von 175 Kilogramm Wasserstoff pro Tag; angestrebt werden Qualitäten von mindestens 98 % für Motoranwendungen und 99,97 % für Brennstoffzellen, mit einem Entwicklungsfahrplan von 2019 bis 2026. ThyssenKrupp Uhde verfolgt auf Basis des erprobten BioTfuel-Prozesses die Produktion von Biokerosin aus forstlichen Reststoffen und Altholz und kombiniert die Biomassekonversion mit der Einspeisung von CO₂-armem Wasserstoff zur Ausbeutesteigerung. In den USA koppelt Mote Biomasse-Gaserzeugung mit CO₂-Abscheidung und -Speicherung zur Erzeugung von Wasserstoff. SunGas Renewables plant in Pineville die Produktion von 500.000 Tonnen grünem Methanol pro Jahr. Ergänzend weist China eine breite Einsatzstoffbasis (u. a. Agrar- und Forstabfälle, industrielle organische Abfälle, Siedlungsabfälle sowie Biomasse-Kohle-Mischungen) auf, mit überwiegend Festbett- und Wirbelschichttechnologien und den Produkten Synthesegas, Wasserstoff und Methanol.

Der Markt ist dynamisch, aber herausfordernd: Zahlreiche europäische und nordamerikanische Anlagen wurden zuletzt gestoppt oder aus dem Betrieb genommen (u. a. Gaya, KEW, bioliq, ABSL, Enerkem-Standorte, Fulcrum), was die Notwendigkeit robuster Geschäftsmodelle und verlässlicher Rahmenbedingungen unterstreicht. Zur Erhöhung der Einsatz- und Investitionssicherheit setzt Task 33 auf kontinuierliches Monitoring sowie den Austausch zu technologischen Hürden, Betriebszuverlässigkeit und Ansätzen zur Senkung der Investitionskosten in BMG-Systemen.

Für die vertiefte Auseinandersetzung stehen ein Statusbericht 2025 sowie eine laufend aktualisierte Projektübersicht zur Verfügung. Ergänzend bietet Task 33 eine Datenbank, die Gaserzeugungsaktivitäten systematisch erfasst.

Thermochemische Gaserzeugung – was fehlt für den Durchbruch?

Christoph Pfemeter, Biomasseverband

Thermochemische Gaserzeugung und Bioenergie befinden sich an der Schwelle zu einem größeren Aufschwung, getragen von der zentralen Erkenntnis, dass Wettbewerbsfähigkeit den Durchbruch ermöglicht hat. Aktuell stellt Bioenergie rund 20 % des Energieverbrauchs dar und kann perspektivisch auf 50 % anwachsen, was den strategischen Stellenwert der Branche unterstreicht.

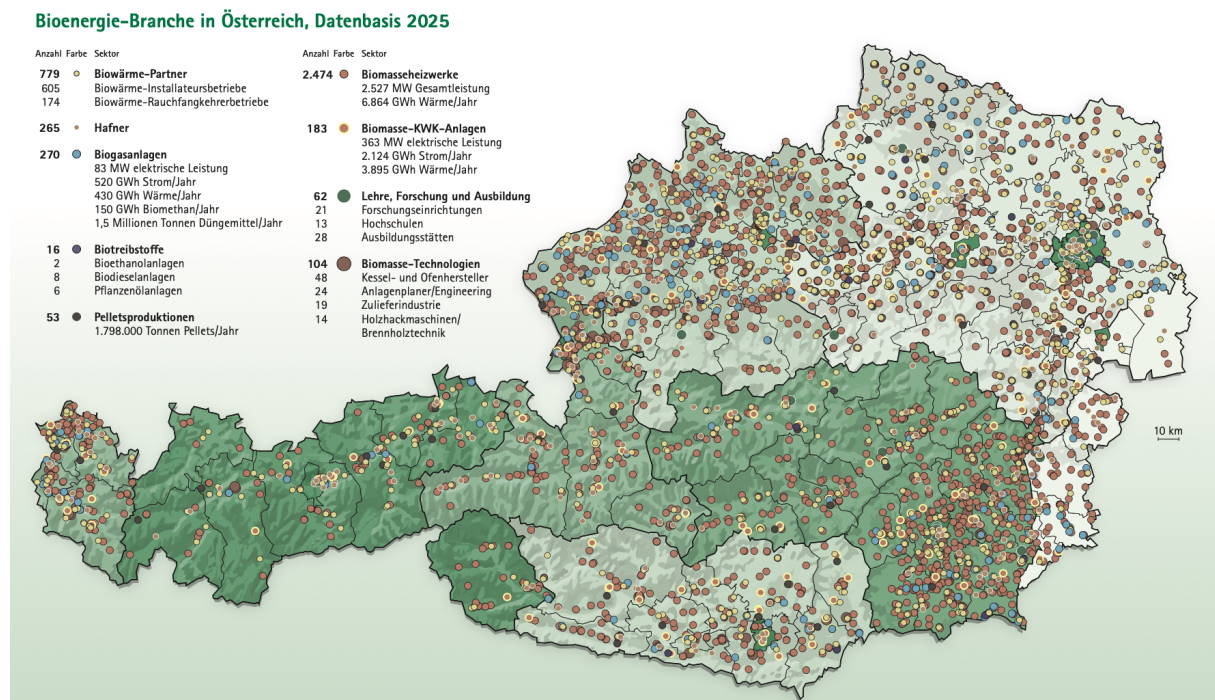


Abbildung 2: Bioenergie in Österreich²

Zugleich zeigen energie- und klimapolitische Szenarien, dass für das 1,5–2-Grad-Ziel ein hoher Bioenergieanteil und ein massiver Einsatz von BECCS erforderlich sind; das maximale Bioenergiepotenzial wird auf 310 EJ beziffert, häufig jedoch auf 100 EJ begrenzt, bei einem aktuellen Niveau von etwa 60 EJ.

Die bisherigen Erfolgsrezepte der Bioenergie lassen sich klar benennen: Technologieanbieter, Endkundinnen und -kunden sowie Rohstoffproduzenten arbeiteten entlang bestehender Märkte zusammen; die Technik war funktionierend, leistbar und kalkulierbar; und getrieben wurde der Roll-out von Unternehmen sowie land- und forstwirtschaftlichen Forschungs- und Bildungsinstitutionen. Aus dieser Erfahrung ergibt sich für neue Konversionspfade die Notwendigkeit, marktfähige, greifbare Technik in skalierbaren Anwendungen bereitzustellen und vom Heimmarkt in Exportmärkte überzuleiten.

Die Bedarfsanalyse zeigt eine klare Priorität: Für Gas bestehen in den meisten Fällen Alternativen, und bioökonomische Produkte haben keine unmittelbare Wirkung auf die THG-Einsparziele. Nicht-energetische Nutzung umfasst etwa 10 % des fossilen Primärenergieeinsatzes, während flüssige Treibstoffe den Engpass der Energiewende bilden. Daraus folgt, dass Anwendungen mit hohem und tendenziell steigendem Zahlungsbereitschafts- und Preisniveau im Fokus stehen sollten. Konsequenz

² biomasseverband.at

ist daher die Zielsetzung „Holzdiesel“ als Drop-in-Kraftstoff für die Land- und Forstwirtschaft: Hackgut herein, tankbarer Diesel heraus – unter Mitnahme aller realisierbaren Synergien.

Die nationale Biomassebilanz unterstreicht das Umsetzungsfenster: Aus 27 Mio. t (national) plus 19 Mio. t (Importe) ergibt sich ein Biomasseumsatz von 47 Mio. t, der bereits vielfältig genutzt wird (u. a. Haushalte, Fernwärme, Strom, Export). Zugleich besteht ein Eigenmarktpotenzial von 60 PJ für flüssige und gasförmige Energieträger. Die Schlussfolgerung ist eindeutig: Keine Nahrung und keine Bioökonomie ohne Diesel.

Für den Durchbruch der thermochemischen Gaserzeugung zu flüssigen Kraftstoffen sind belast- und praxisnah prüfbare Zahlen zu Kosten, Massenflüssen und Technologieanbietern, greifbare Technologien, Piloten und Flottenversuche in relevanter Größe sowie Dauerbetriebsnachweise von Komponenten entscheidend. Der skizzierte Umsetzungspfad umfasst Strategieüberlegungen seit 2018, eine Reallabor-Studie (2020), den Aufbau eines breiten Konsortiums, die Gründung der ABL Advanced Bioenergy Lab Gen., die Freigabe der Mittel bis zur FID und einen möglichen Spatenstich 2026. In Summe deutet dies auf eine Branche am Rand eines großen Aufschwungs – vorausgesetzt, die Entwicklung bleibt strikt marktorientiert, kooperativ organisiert und auf die Engpassmärkte flüssiger Treibstoffe ausgerichtet.

Syngas Platform Vienna – Demonstration einer Waste2Value-Prozesskette

Matthias Kuba, BEST/BOKU

Die Syngas Platform Wien dient als Forschungshub für Waste2Value-Prozessketten und umfasst eine 1-MW-Demonstrationsanlage für Dual-Fluidized-Bed-(DFB)-Dampfvergasung sowie eine 250-kW-Fischer-Tropsch-(FT)-Pilotanlage für Langzeitkampagnen über mehrere Wochen im kontinuierlichen Betrieb. Die Anlage ist mit einem Labor verbunden, das mit realem Synthesegas für Gasreinigung und Upgrading versorgt wird, und wird durch fortgeschrittenes Prozessmonitoring und -regelung sowie modell- und simulationsbasierte Scale-up-Ansätze unterstützt.



Abbildung 3: Projekt Waste2Value³

Die DFB-Gasifikation basiert auf einem DFB-Reaktordesign, das von einer 100-kW-Anlage der TU Wien hochskaliert wurde und in der 1-MW-Demonstrationsanlage für mehrwöchige Dauerbetriebe eingesetzt wird. Eine typische Synthesegaszusammensetzung ist durch Volumenanteile von etwa 41 % H₂, 24 % CO, 23 % CO₂ sowie 10 % CH₄/C₂H₄ gekennzeichnet. Auf Basis von über 150.000 Betriebsstunden aus DFB-Anlagen der 1. Generation wird die 2. Generation derzeit hochskaliert und auf Langzeitstabilität getestet – mit einem inhaltlichen Übergang von reiner Kraft-Wärme-Kopplung (CHP) zu Waste2Value (W2V).

Für die FT-Synthese steht eine 250 kW Pilotanlage zur Verfügung; die Gasreinigung umfasst Heißgasfiltration, Quench, Lösungsmittelwäschen, Aktivkohlefilter sowie ZnO-Filter. Die Reaktion erfolgt im Slurry-Bubble-Column-Reaktor (SBCR) mit typischer Syncrude-Bildung, ausgelegt für Langzeitkampagnen. Die Gesamtanlage an der Syngas Platform Vienna integriert damit DFB-Gaserzeugung und FT-Synthese als durchgängige Prozesskette vom Reststoff bis zum flüssigen Zwischenprodukt.

Die Forschungsausrichtung der 2. Generation DFB verschiebt den Fokus von elektrischer und thermischer Nutzung (CHP) hin zu Gasen (z. B. H₂, SNG) und raffinerietypischen Produkten wie Wachsen, Jet Fuel, Alkoholen und Diesel, basierend auf Reststoffen und Abfällen aus Forstwirtschaft,

³ best-research.eu

Landwirtschaft, Industrie und Abwasserbehandlung. Optional kann Spitzen-Windstrom integriert werden. Der Forschungsstandort liegt rund 15 Minuten vom Flughafen entfernt und bündelt die Infrastruktur der Syngas Platform Vienna.

Die Plattform stützt sich auf umfangreiche Demonstrations- und Referenzprojekte aus zwei Jahrzehnten DFB-Dampfreformierung mit Holzbiomasse in unterschiedlichen Leistungsbereichen (u. a. 0,5–32 MW) und internationalen Standorten, ergänzt um eine 1 MW-Anlage direkt an der Syngas Platform Vienna. Diese breite Demonstrationsbasis fördert die Übertragbarkeit der Ergebnisse auf industrielle Maßstäbe und unterstützt den Pfad von CHP zu W2V.

Konkrete Referenzen entlang der Wertschöpfungskette belegen die Anwendungsbreite:

- Biofuel für den öffentlichen Verkehr in Wien: Syncrude-Produktion (Feedstock: Holzhackgut) durch BEST, Upgrading im OMV-Raffinerieverbund, Tests von Kraftstoffblends am Prüfstand der Wiener Linien.
- Sustainable Aviation Fuel (SAF) für Indonesien: Syncrude aus Kokosnussschalen, logistische/operative Unterstützung durch Wien Energie, Upgrading zu SAF am KIT Karlsruhe, Prefeasibility-Studie für eine großtechnische Anlage.
- Chemisches Recycling für die Automobilindustrie: Feedstock aus Shredderrückständen, Syncrude-Produktion durch BEST, Upgrading bei BASF SE, Konversion in Bauteile (Lenkräder) – Demonstration einer vollständigen Kreislaufwirtschaft.

Die Digitalisierung biogener Raffinerien zeigt messbare Effekte: Eine 38 MW Wirbelschicht-Müllverbrennungsanlage erreichte eine um 22 % verbesserte Prozessstabilität durch Leistungsregelung; bei einem 15 MW DFB-Vergaser führten Regelungsstrategien zur Gas-Ausbeute zu 5 % Brennstoffeinsparungen. Zusätzlich wird die Produktgasqualität in einem DFB der 2. Generation online zur Schätzung von Prozessvariablen überwacht.

Die FT-Pilotanlage wird in Kooperation mit dem KIT Karlsruhe betrieben. Das Areal bietet darüber hinaus DFB-Demo, FT-Pilot, Feedstock-Logistik (Container), Analytics-Lab sowie weitere Einheiten wie Aqueous Phase Reforming und T-Swing Adsorption am Industrieareal.

Der Advanced Bioenergy Lab (ABL)-Prozess umfasst einen Zweibett-Wirbelschicht-Gaserzeuger, die Synthesegasreinigung, die Fischer-Tropsch-Synthese, die Methanierung sowie die Rauchgasreinigung mit Wärmerückgewinnung; zusätzlich ist die CO₂-Abscheidung mit Verdichtung zu flüssigem CO₂ als Folgeprojekt vorgesehen.

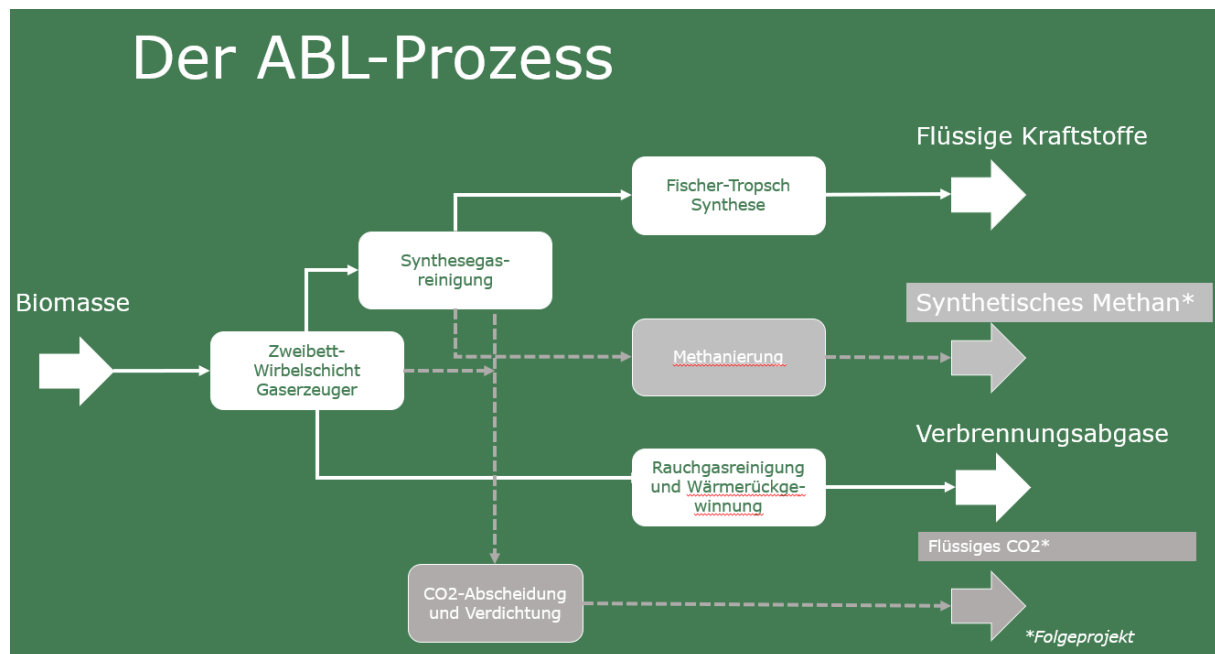


Abbildung 4: Die Prozesskette des ABL-Projekts⁴

Der Forschungsstandort Zeltweg steht sinnbildlich für den Wandel von fossiler Stromerzeugung in einem Kohlekraftwerk hin zur kreislaufbasierten Biotreibstoff-Produktion, mit Prozessschritten von der Bewirtschaftung über die Gaserzeugung, Gasreinigung und Gassynthese bis zu Holzgas und Holzdiesel. In Phase 1 des Holzgas-Reallabors in Zeltweg werden eine Gaserzeugung mit 4 MW sowie die Fischer-Tropsch-Treibstoffsynthese und die Aufbereitung realisiert.

Die Hauptziele des Advanced Bioenergy Lab (ABL) sind die Optimierung der Nutzung von Reststoffen zur Energiegewinnung, die Produktion von Fischer-Tropsch-Diesel und Sustainable Aviation Fuel (SAF) sowie Holzgas als Erdgasersatz, die Entwicklung technologischer Grundlagen für kommerzielle Anlagen und der Aufbau einer österreichischen Industrie für Energieanlagen. Die ABL-Wertschöpfungskette umfasst die Nutzung biogener Reststoffe und die Erschließung bislang ungenutzter Potenziale, die Forschung und Technologieentwicklung einschließlich radikaler Innovationen, die Einbindung von Nebenproduktnutzung, den Technologietransfer an die Industrie und Generalunternehmer sowie die Herstellung, Vermarktung und Langzeiterprobung nachhaltiger Gase und Treibstoffe.

Zu den bisherigen Herausforderungen zählen Investitionskostensteigerungen von mehr als 50 Prozent seit der TU Wien Studie 2019 sowie fehlende Rahmenbedingungen wie das Erneuerbare Gase Gesetz (EGG). Zudem liegen zahlreiche Referenzen ohne Serienproduktion vor, es wurden technische Optimierungsmaßnahmen mit komponentenweiser Vergabe statt eines Generalunternehmers

⁴ get.ac.at

umgesetzt, die Methanierung wird in der nächsten Phase errichtet, und der Technologietransfer zu Anlagenbauern erfolgt mittels Open Innovation.

Für die Projektentwicklung erbringt das ABL Leistungen in der Vertragserrichtung, im Technologietransfer und in der Weitergabe von Innovationen an Partner im Sinne von Open Innovation sowie in der Sicherstellung rechtlicher Vereinbarungen. Ergänzend werden Finanzierung und Ressourcensicherung, Strategien für Wachstum, die Dissemination an Stakeholder, der Aufbau effizienter Teams sowie die Entwicklung von Organisationsstrukturen und Businessplänen unterstützt.

Ein Vergleich der Forschungsstandorte zeigt, dass in Simmering (Betreiber BEST GmbH) die Weiterentwicklung der DFB-Gaserzeugung für kommunale Abfälle und diverse Reststoffe im Vordergrund steht, mit 1 MW Gaserzeugung und Grobgasreinigung sowie 0,2 MW Fischer-Tropsch-Synthese für Syncrude und FT-Wachs im Kampagnenbetrieb. In Zeltweg (Betreiber ABL Genossenschaft) werden hingegen die Demonstration und Optimierung von „drop-in“ Kraftstoffen aus biogenen Reststoffen mit 4 MW Gaserzeugung, Feingasreinigung, FT-Synthese (Vollausbau 1,6 MW), der Aufbereitung zu „drop-in“ Kraftstoffen sowie den Vorbereitungen für Biomethan und mit deutlich längeren Betriebszeiten bis zu 4500 Stunden pro Jahr im Vollausbau verfolgt.

In der zweiten Ausbaustufe ist die Produktion von hochwertigem Erdgas entsprechend ÖVGW G B210T als mehrstufige Umsetzung vorgesehen (vgl. Folie 11). Darüber hinaus sind die CO₂-Abscheidung und die Bereitstellung von flüssigem CO₂ als Folgeprojekt im Prozessdesign angelegt (vgl. Folie 2).

Als historische Referenz gilt das Biomassekraftwerk Güssing als erstes funktionierendes Biomasse-Gaserzeugungskraftwerk der Welt mit DFB allothermer Dampfvergasung; es erreichte 8 MW Brennstoffwärmeleistung, 2 MW elektrische und 4,5 MW thermische Leistung, einen elektrischen Wirkungsgrad von 25 Prozent, einen Gesamtwirkungsgrad von 80 Prozent sowie deutlich mehr als 7000 Volllaststunden pro Jahr und wurde an mehreren Standorten repliziert.

Elektrifizierung eines Mehrbett-Wirbelschichtsystems zur Dampfvergasung

Christoph Pfeifer, BOKU

Die Präsentation gab einen strukturierten Überblick über Sorption Enhanced Gasification (SEG), extern beheizte Systeme, das neue E-SEG-System sowie den aktuellen Projektstatus und die nächsten Schritte. Ziel ist die Herstellung eines stickstofffreien Synthesegases aus biogenen und abfallbasierten Einsatzstoffen für verschiedenste Anwendungen (Chemikalien, Wasserstoff, Treibstoffe), wobei Elektrifizierung als Hebel für Effizienz und flexible Betriebsführung hervorgehoben wurde.

Ausgangspunkt ist die Zweibett-Wirbelschicht-Dampfvergasung, ein etabliertes Verfahren zur Erzeugung eines N_2 -freien, mittelkalorischen Produktgases mit einem typischen Heizwert von 10–12 MJ/Nm³ (trocken, N_2 -frei) und einem $H_2:CO$ -Verhältnis von etwa 2. Dieses Gas eignet sich für nachgelagerte Synthese- und Aufbereitungsprozesse in einer breiten Stoff- und Energiewertschöpfung. Die grundsätzliche Motivation ist die Bereitstellung eines stickstofffreien Synthesegases aus vielfältigen biogenen und abfallbasierten Rohstoffen in gekoppelten Systemen (Vergasung, Verbrennung, Reinigung, Aufbereitung), um unterschiedliche Endprodukte wie Grundchemikalien, Wasserstoff und SNG zu adressieren.

Das Prinzip der SEG beruht auf einer gekoppelten CO_2 -Absorption im Vergasungsteil und CO_2 -Freisetzung im Verbrennungsteil. Wesentlich ist die CO_2 -Sorptionskapazität des Bettmaterials, üblicherweise CaO -basiert, wodurch das chemische Gleichgewicht zugunsten von Wasserstoff im Produktgas verschoben wird, während CO_2 im Rauchgas steigt.

Historisch wurde das „klassische Design“ in Wien ab den 1990ern entwickelt und in den frühen 2000ern mit einer 8-MW-Anlage in Güssing demonstriert; weitere Standorte folgten (Villach, Senden, Göteborg). Dieses Fundament belegt die technologische Reife der Dual-Fluidized-Bed-Dampfvergasung. Aktuelle Weiterentwicklungen fokussieren auf einen erhöhten Gas-Feststoff-Kontakt; hier ist insbesondere eine 1-MW-Demonstration in Wien im Rahmen des Waste2Value-Projekts zu nennen.

Die Elektrifizierung (E-SEG) zielt darauf ab, die Verbrennungswärme durch elektrische Beheizung zu ersetzen und reines CO_2 im Rauchgas zu erzeugen. Dadurch entfällt die Verbrennung im Verbrennungsteil (CR), was zu thermodynamisch begrenzten Temperaturen führt und die Erhöhung der Rohstoffumwandlung hemmen kann. Diese Grenzen motivieren angepasste Prozesskonzepte, um die Vorteile der Elektrifizierung zu realisieren. Eine solche Prozessadaptierung umfasst die zusätzliche Erwärmung rezirkulierter Feststoffe, einen separaten Kalzinierungsschritt, gezielte Wärmebereitstellung zur Kompensation endothermer Reaktionen sowie die Koks-Umwandlung nach der Vergasung. Zudem wird eine primäre Kalzinierung und die Kopplung von „Verbrennung → Kalzinierungsreaktor“ als Kompensation für Hilfsbrennstoffe skizziert.

Das neue Reaktorsystem ergänzt das etablierte SEG-Layout um zwei zusätzliche Apparate: einen Abscheider (Segregator, SG) zur Trennung von Kohle und Bettmaterial über dichteinduzierte Entmischung sowie einen Umwandler (Converter, CV) für elektrisch beheizte Hochtemperatur-Verkohlung. Diese Erweiterung adressiert die genannten Limitierungen und stärkt die prozessseitige Kontrolle über Feststoffströme und Reaktionszonen. In der Umsetzung wird das System mit SG, Gasification Reactor (GR), Combustion Reactor (CR) und Upper Loop Seal (ULS) dargestellt, was die fluiddynamische Integration der Zusatzreaktoren im Zyklus verdeutlicht.

Von Prozesswärme aus klassischem Synthesegas zur Wasserstoffherstellung aus der Hochtemperatur-Dampfvergasung

Jens Markgraf, AHT Syngas Technology N.V.

Die Präsentation skizziert den Übergang von klassischer Prozesswärme aus Synthesegas hin zur Wasserstoffproduktion über Hochtemperatur-Dampfvergasung.

Im Prozess „Vom Reststoff zum Wertstoff“ werden feste und flüssige Biomassen über HTC, Entwässerung, Trocknung, (optionale) Brikettierung, Gaserzeugung und Gaskonditionierung zu Heißgas sowie zu H_2 , CO und CO_2 konvertiert; bereitgestellt werden Strom, Wärme und Kälte. Für die Erzeugung von Synthesegas stehen AHT-Biomasseheizwerke und -kraftwerke mit Prozesswärme bis $1200\text{ }^{\circ}\text{C}$ und standardisierten, replizierbaren Doppelfeuerreaktoren. Das Modell R116 erreicht bis zu 1500 kW Heißgasleistung, bis zu 88% Gesamtwirkungsgrad und liefert $680\text{--}950\text{ Nm}^3/\text{h}$ Gas bei 340 kg/h Brennstoffbedarf (16 MJ/kg); Leistungsklassen reichen von R111 bis R123 mit bis zu 89% Gesamtwirkungsgrad.



Abbildung 6: Vom Reststoff zum Wertstoff⁶

Zur Biomasseverfügbarkeit wird regionale Rest- und Abfallbiomasse über bestehende Infrastrukturen hervorgehoben, mit „on-site“-Lagerung für 5–7 Tage; die Stoffströme sind RED III Annex IX-konform (u. a. Kalamitäts- und Sturmholz, forstwirtschaftliche Reststoffe, Landschaftspflegematerial, Industrie-Reststoffe, Abfallholz, Klärschlamm).

Das Leitprojekt „Wasserstoff aus Biomasse“ (Standort Lüneburg, Produktionsbeginn 2028) weist Gestehungskosten von $7,98\text{ €/kg H}_2$ und biogenes CO_2 zu $25\text{--}50\text{ €/t}$ aus; geplant sind 1.600 t/a H_2 bei variabler Reinheit (98% bis $99,97\%$) sowie 15.000 t/a CO_2 (verflüssigt, $99,5\text{--}99,9\%$); benötigt werden 22.500 t/a zertifizierte regionale Biomasse. THG-Emissionen liegen bei $-51\text{ g CO}_2\text{eq/MJ}$, mit Zusatzerlösen von $3\text{--}9\text{ €/kg H}_2$ im THG-Quotenhandel; der H_2 -Verkaufspreis ohne THG liegt bei 10 €/kg . In der Preisgestaltung zeigt sich, dass steigende Mindest-Erfüllungsquoten und negative THG-Emissionen die Kosten durch Quoten- und Zertifikatehandel erheblich senken; 24/7-Betrieb (8.000 h/a), Zahlungsbereitschaft von $9\text{--}10\text{ €/kg}$ im Mobilitätssektor und CO_2 -Erlöse verbessern die Wirtschaftlichkeit.

⁶ AHT Syngas Technology N.V.

Im Stärken-Schwächen-Profil stehen Standardisierung/Skalierung, variable Einsatzstoffe, 24/7-Baseload und Zukunftssicherheit als Stärken gegenüber; Schwächen sind u. a.. hohe Anfangsinvestitionen, neue Lieferketten, Prozesskomplexität und Förderabhängigkeit; Chancen liegen in steigenden THG-Erlösen, Reproduzierbarkeit, wachsendem globalen H₂-Bedarf und e-Fuels/SAF-Potenzialen; Bedrohungen umfassen die wachsende Bedeutung von blauem Wasserstoff, geringen Mobilitätsbedarf und potenzielle THG-Betrugsfälle. Kontaktangaben wurden abschließend bereitgestellt.

REGAWATT



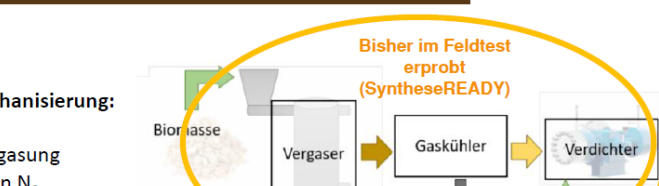
Forschungsprojekt SyntheseREADY

PTJ
Projekträger Jülich
Forschungszentrum Jülich

Gefördert durch:
 Bundesministerium
für Wissenschaft
und Klimaschutz
 aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

OxyFuel-Betrieb und Methanisierung:

- Sauerstoff-Dampf-Vergasung
→ Synthesegas frei von N₂
- Sauerstoff+H₂ aus Elektrolyse nutzbar
- Methanisierung:
CO / CO₂ / H₂ → CH₄ (Biomethan)



Demonstration
2026/2027
(Folgeprojekt 'BioProcessHeat')

Ein zentraler Schwerpunkt der Präsentation war das Forschungsprojekt SyntheseREADY, das sich mit der Kernfrage befasst, ob der kombinierte Betrieb einer Holzgas-KWK-Anlage mit zeitweiser Biomethanproduktion wirtschaftlicher ist als ein reiner KWK-Betrieb. Das Umschalten erfolgt marktorientiert: Hoher Wärmebedarf spricht für KWK (Strom und Wärme), hohe Methanpreise für den Oxyfuel-Betrieb zur CH₄-Erzeugung. Technologisch umfasst dies die Sauerstoff-Dampfvergasung mit N₂-freiem Synthesegas sowie die Nutzung von O₂ und H₂ aus Elektrolyse; die Methanisierung folgt der Reaktionsführung CO/CO₂/H₂ → CH₄.

Ergänzend wurde Bio-Rohöl (Pyrolyseöl) als flüssiger Bioenergiespeicher und potenzieller Kraftstoff adressiert. Ein Abschlussbericht identifizierte vielfältige stoffliche Einsatzoptionen (u. a. Phenole, Dämmstoffe, Lignin), und das Projekt Bio-Öl-Multi bearbeitet Hydrierung und Normierung für den Einsatz in Spitzenlastkesseln, Gasturbinen und Industrieprozessen.

16

Der Rückblick verdeutlichte die langjährige Betriebserfahrung: 2×500 kWel Jenbacher-Gasmotoren, 120 GWh Strom in 25 Jahren sowie die Versorgung eines Wärmenetzes mit 700 Haushalten. Historisch wurden zudem 268 Referenzanlagen benannt. Im Ausblick wurde betont, dass die nächste Stufe der Holzvergasung nicht „größer“, sondern resilienter, intelligenter und besser in ein dezentrales Energiesystem integrierbar sein muss; flexible Holzgasnutzung ist dabei der Schlüssel zur Defossilisierung in der Spitzenlast und in schwer elektrifizierbaren Bereichen.

Stand der Technik von Holzvergasung aus der Sicht eines Gasmotorenherstellers

Martin Schneider, INNIO Jenbacher

INNIO mit den Marken Jenbacher und Waukesha bietet weltweit Energielösungen und Services; ein Team in über 100 Ländern unterstützt mehr als 55.000 ausgelieferte Motoren über den gesamten Lebenszyklus. Jenbacher BHKW decken elektrische Leistungen von etwa 220 kW bis über 10 MW ab, mit ausgewiesenen elektrischen Wirkungsgraden bis 49,9 % und Gesamtwirkungsgraden über 95 %, bei breiter Kraftstoffflexibilität von Erdgas bis Spezialgasen wie Holzgas.

Historische und aktuelle Referenzen belegen die motorische Nutzbarkeit verschiedener Vergaserkonzepte: In Güssing (Wirbelschicht/Dampf) wurden über ~70.000 Betriebsstunden erreicht.

Entscheidend für den erfolgreichen Betrieb sind Gasqualität und Gasreinigung; unterschiedliche Verfahren zeigen deutliche Unterschiede bei Kondensat, Teer und Naphthalinen, weshalb eine stabile Reinigung und ggf. Abgasnachbehandlung (z. B. Katalysator für CO und Benzol) erforderlich sind. Auf Basis stabiler Gasqualität wurden an konkreten Anlagen Leistung und Effizienz gesteigert: Beispiele belegen eine Leistungssteigerung von >35 % und bis zu 3,5 Prozentpunkten Wirkungsgrad sowie realisierte ~1.050 kWel je Aggregat in neuen Baureihen. Technisch ermöglichen dies optimierte Nockenwellensteuerzeiten (Miller), erhöhte Verdichtung (CR 11,8 → 12,5), verbesserte Zylinderköpfe, Turbolader und perspektivisch Stahlkolben zur weiteren Wirkungsgraderhöhung und HC/CO-Reduktion. Aktuelle Flottendaten aus Syncraft- und Jenbacher-Anlagen summieren sich auf >500.000 kumulierte Betriebsstunden und erhebliche Energieerzeugung.



Abbildung 8: Anlagenbeispiele Syncraft & Jenbacher⁸

Ein Schwerpunkt ist die Dekarbonisierung: Strom und Wärme aus Biomassevergasung können CO₂-negativ sein, wenn ein Anteil des Kohlenstoffs als Wertstoff gebunden bleibt („klimapositiver“ Kreislauf). Ein Vergleich zeigt: Ein hocheffizientes 1 MWe-Pipelinegas-BHKW emittiert ca. 1.650 t CO₂/Jahr, während ein 1 MWe-Holzgas-BHKW diese Emissionen kompensieren und bilanziell sogar negativ werden kann. Zusammenfassend gilt: Holzgas ist in hocheffizienten BHKWs zuverlässig nutzbar, Jenbacher Motoren tolerieren einen breiten H₂-Bereich, Gasqualität/Gasreinigung bleiben entscheidend, moderne Vergasungsverfahren sind marktreif mit weiterem Potenzial für Leistung und Effizienz, und spezielle Verfahren ermöglichen klimapositive Kraftwerke. Zudem sind Jenbacher Anlagen grundsätzlich „Ready for H₂“ und können perspektivisch auf bis zu 100 % H₂ umgerüstet werden, mit individuell zu klärenden Kosten und Zeitrahmen.

⁸ jenbacher.com

Hier folgt eine zusammenhängende A4-Zusammensetzung in ganzen Sätzen über URBAS Holzgas-KWK-Anlagen, ihre technologische Grundlage, Leistungsdaten und Rahmenbedingungen, basierend ausschließlich auf den bereitgestellten Dokumentinhalten.

URBAS ist ein Unternehmen mit historischen Wurzeln im Maschinenbau, dessen Maschinenfabrik seit 1978. In der Energietechnik positioniert sich URBAS als führender Anbieter von Lösungen für die intelligente Nutzung von Biomassebrennstoffen, wie aus der Präsentation von DI Wolfgang Felsberger hervorgeht. Die Entwicklung im Bereich Holzgas begann bei URBAS im Jahr 2001 mit Forschung und Entwicklung, zunächst mit einer Anlage von 70 kWel und 150 kWth, gefolgt von der ersten Kundenanlage im Jahr 2008 mit zwei Aggregaten à 120 kWel und insgesamt 560 kWth; aktuell werden Anlagengrößen zwischen 100 kWel und 600 kWel angeboten, mit Blick auf die Optimierung des Gesamtkonzepts und die Erschließung neuer Märkte.

Technologisch setzt URBAS im Bereich Holzgas auf einen atmosphärisch mit Luft betriebenen, autothermen Gleichstrom-Festbettvergaser, in dem der Brennstoff – holzartige Biomasse.

Die resultierende Holzgas-Zusammensetzung wird durch brennbare und nicht brennbare Komponenten geprägt. Im Rohgas liegen die Staubgehalte typischerweise zwischen 50 und 2500 mg/Nm³ und die Teergehalte zwischen 100 und 800 mg/Nm³, während im gereinigten Gas die Staubgehalte unter 2 mg/Nm³ und die Teergehalte unter 10 mg/Nm³ liegen.

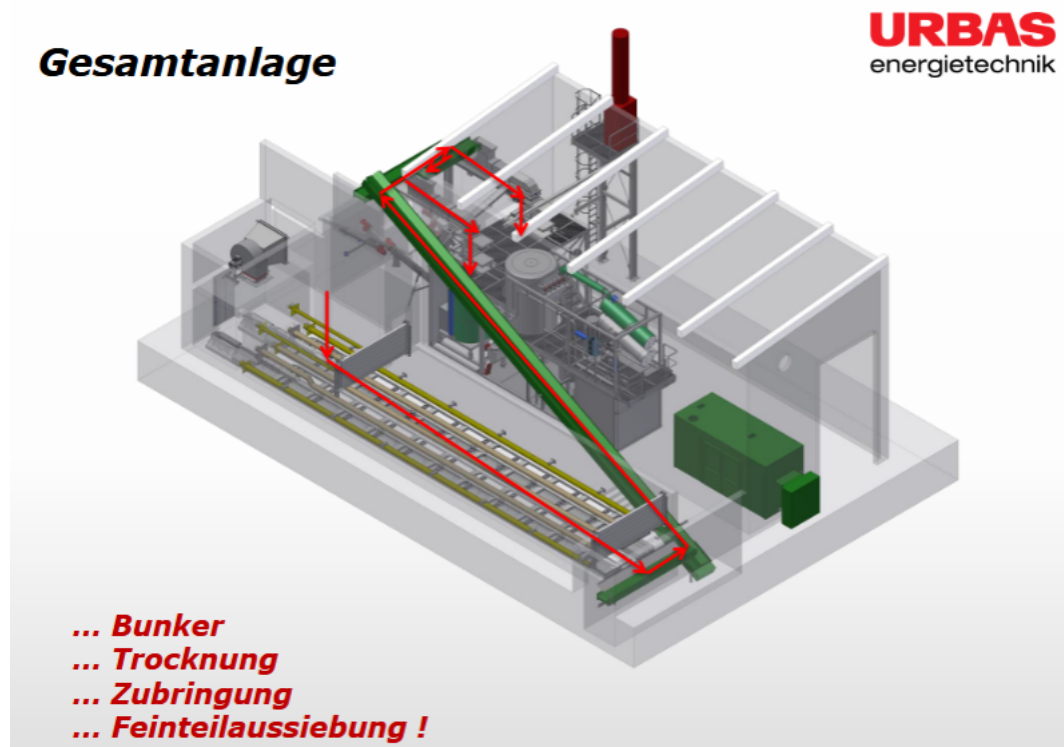


Abbildung 9: Modularer Anlagenaufbau⁹

⁹ urbas.at

Der modulare Anlagenaufbau („Modulbauweise“) bildet die Basis für eine strukturierte Gesamtanlage mit Abschnitten für Brennstoffbunker, Trocknung, Transport und Feinteilaussiebung, sodass Prozessstabilität und Verfügbarkeit unterstützt werden. In der Übersicht der Gesamtanlage sind diese funktionalen Einheiten explizit benannt, was den integralen Charakter der Brennstoffaufbereitung für den Vergasungsprozess verdeutlicht. Die Betriebsverfügbarkeit von Holzgas-KWK-Anlagen wird mit einem typischen Betriebsanteil von 94 Prozent angegeben, wobei etwa drei Prozent der Zeit auf Störfälle mit definierter Reaktionszeit entfallen; dies entspricht rund 8240 Betriebsstunden pro Jahr für den Regelbetrieb.

URBAS verweist auf bislang zahlreiche Referenzen im Bereich Holzgas-KWK: Seit 2008 wurden 42 Kundenanlagen gebaut, zwei befinden sich in Umsetzung, wobei es auch internationale Referenzen – beispielsweise in Japan – gibt. Zusätzlich wird festgehalten, dass es insgesamt 30 aktuell in Betrieb befindliche URBAS Holzgas-KWK-Anlagen als Referenzen gibt, was die praktische Etablierung dieser Technologie unterstreicht. In diesem Kontext spielt die Verknüpfung von Umwelt- und Emissionssicherheit, Anlagensicherheit, Wirtschaftlichkeit und garantierter technologischer Funktionalität eine zentrale Rolle in der Positionierung der Lösungen. Diese Leitkriterien werden sowohl als Qualitätsversprechen wie auch als Entwicklungsziele im Status-quo-Überblick betont, der die energiepolitischen und förderrechtlichen Unsicherheiten sowie die allgemeinen Teuerungstendenzen und hohen Anschaffungs-, Betriebs- und Wartungskosten adressiert. Gleichzeitig wird die Reduktion der Herstellungskosten, die ganzheitliche Energienutzung von Strom und Wärme im 24/7-Betrieb, das Angebot verschiedener Leistungsklassen, die wetterunabhängige Energieproduktion, die regionale Wertschöpfung und die daraus resultierende Energieunabhängigkeit als Vorteile herausgestellt.

Zusammenfassung

Die Konferenz bot einen umfassenden Überblick über den aktuellen Stand und die zukünftigen Perspektiven der thermochemischen Biomasse- und Abfallvergasung als Schlüsseltechnologie für eine klimaneutrale Energie- und Stoffwirtschaft. In den Präsentationen wurde deutlich, dass Vergasung weltweit als Brückentechnologie zwischen Bioenergie, Kreislaufwirtschaft und industrieller Dekarbonisierung gesehen wird – mit besonderem Fokus auf Wasserstoff, nachhaltige Kraftstoffe (SAF, Diesel, Methanol) und erneuerbare Gase.

Internationale Beiträge zeigten, dass sich Europa, Nordamerika und China unterschiedlich entwickeln: Während in Europa zahlreiche Demonstrations- und Reallabore die Integration von Vergasung mit Synthese- und Aufbereitungsprozessen vorantreiben, sind in den USA und Kanada politische Rahmenbedingungen und Wirtschaftlichkeit zentrale Erfolgsfaktoren. China setzt bereits stark auf großskalige, stoffliche Nutzung von Synthesegas, insbesondere für Methanol.

Technologisch spannten die Präsentationen den Bogen von bewährten Wirbelschicht- und Festbettvergasern bis hin zu innovativen Konzepten wie Sorption Enhanced Gasification und elektrifizierten Reaktorsystemen. Besonderes Augenmerk lag auf integrierten Prozessketten von der Rohstoffaufbereitung über Gasreinigung bis zur Fischer-Tropsch-Synthese, Methanisierung und CO₂-Abscheidung. Praxisbeispiele belegten die technische Reife vieler Komponenten und die Möglichkeit, Holz- und Synthesegas zuverlässig in Motoren, Turbinen und Syntheseanlagen einzusetzen.

Ein zentrales Querschnittsthema war die Wirtschaftlichkeit: Hohe Investitionskosten, fehlende Serienumsetzung und unsichere politische Rahmenbedingungen bremsen den Markthochlauf. Gleichzeitig wurde betont, dass flexible, marktorientierte Betriebsweisen – etwa der Wechsel zwischen KWK- und Biomethanbetrieb – sowie die Fokussierung auf Engpassmärkte wie flüssige Kraftstoffe und Wasserstoff große Chancen bieten.

Insgesamt zeigte die Konferenz, dass die Vergasungstechnologie technologisch weit entwickelt ist und ein hohes Potenzial für Klimaschutz und industrielle Transformation besitzt. Der Durchbruch hängt jedoch entscheidend davon ab, ob es gelingt, Innovation, Skalierung und stabile Rahmenbedingungen miteinander zu verbinden.

Liste der Abbildungen

Abbildung 1: 2G-Ethanol-Anlage in Panipat, Indien

Abbildung 2: Bioenergie in Österreich

Abbildung 3: Projekt Waste2Value

Abbildung 4: Die Prozesskette des ABL-Projekts

Abbildung 5: Neues Reaktorsystem (BOKU)

Abbildung 6: Vom Reststoff zum Wertstoff

Abbildung 7: Forschungsprojekt SyntheseREADY

Abbildung 8: Anlagenbeispiele Syncraft & Jenbacher

Abbildung 9: Modularer Anlagenaufbau