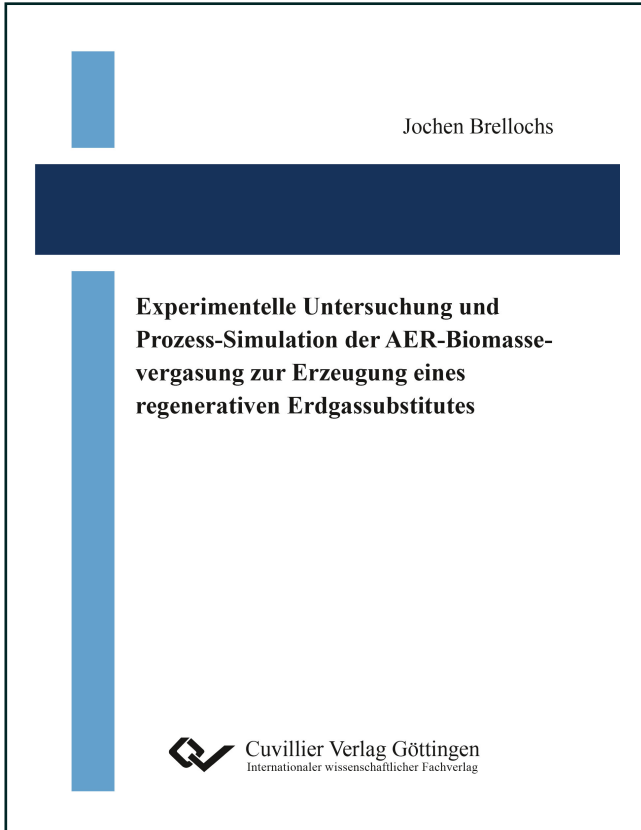




Jochen Brellochs (Autor)

Experimentelle Untersuchung und Prozess-Simulation der AER-Biomassevergasung zur Erzeugung eines regenerativen Erdgassubstitutes



<https://cuvillier.de/de/shop/publications/6859>

Copyright:

Cuvillier Verlag, Inhaberin Annette Jentsch-Cuvillier, Nonnenstieg 8, 37075 Göttingen,
Germany

Telefon: +49 (0)551 54724-0, E-Mail: info@cuvillier.de, Website: <https://cuvillier.de>

1 Einleitung

Zukünftig wird die Transformation unseres Energiesystems auf erneuerbare Energien angestrebt. Voraussetzung für eine erfolgreiche Transformation sind einerseits ein rationeller Energieeinsatz und andererseits eine nachhaltige und sichere Bereitstellung von Wärme und Strom sowie chemischer Sekundär- / Endenergieträger.

Im Jahr 2012 betrug der Verbrauch an fossilen, kohlenstoffhaltigen Energieträgern in Deutschland rund 3316 PJ Kohle, 4513 PJ Mineralöl und 2953 PJ Erdgas [1]. Auch langfristig besteht, vor allem für bestimmte Anwendungen im Bereich der Mobilität (z.B. Langstrecken- und Schwerlastverkehr, Luft- und Schifffahrt) und der chemischen Industrie (z.B. Kunststoffe), Bedarf an kohlenstoffhaltigen Sekundär- / Endenergieträgern (vgl. [2], [3], [4], [5]). Die einzigen regenerativen Quellen für Kohlenstoff sind die Biomasse sowie der Kohlendioxidgehalt (CO_2) der Luft [6] und Gewässer. In der Biomasse liegt der Kohlenstoff in konzentrierter und somit energiereicher Form vor. Allerdings ist das in Deutschland nachhaltig jährlich zu erschließende, technische Bioenergiepotenzial auf maximal rund 1550 PJ limitiert, wovon neben Energiepflanzen und -hölzern ca. 160 PJ in Form von vergärbaren Reststoffen und 640 PJ als feste Reststoffe anfallen [3, S. 83]. Daher kommt der Umwandlung von Biomasse und Speicherung erneuerbarer Energie in regenerativen kohlenstoffhaltigen Sekundär- / Endenergieträgern eine besondere Bedeutung zu.

Ein aussichtsreicher Sekundär- / Endenergieträger ist regeneratives Erdgassubstitut (engl.: Substitute Natural Gas; SNG), dessen Hauptbestandteil das gasförmige, kohlenstoffhaltige Methan (CH_4) ist. SNG eignet sich als komplementäre Energieform zu fluktuierender, erneuerbarer Wind- und Sonnenenergie. Denn die bereits vorhandene Erdgasinfrastruktur in Deutschland ermöglicht nicht nur eine saisonale Speicherung erneuerbarer Energie im Erdgasnetz, sondern auch eine dezentrale Einspeisung und Nutzung. Neben der Nutzung als Energiespeicher bietet sich SNG als Kraftstoff für die Mobilität an. Es kann sowohl in komprimierter Form als „C-SNG (Compressed-SNG)“ für die Langstreckenmobilität als auch flüssig als „L-SNG (Liquified-SNG)“ im Lkw-Verkehr oder bei der Schifffahrt eingesetzt werden. Zudem kann SNG in Gas-to-Liquids (GtL)-Anlagen als Zwischenprodukt bspw. für die Bereitstellung von synthetischem Kerosin für die Luftfahrt [7] Verwendung finden.

Ein vielversprechender Ansatz zur Erzeugung von SNG ist die thermochemische Vergasung von fester Biomasse mit anschließender Methan-Synthese. Dabei zeichnet sich die im Rahmen der vorliegenden Arbeit untersuchte, absorptionsunterstützte Wasserdampfvergasung (engl.: Absorption Enhanced Reforming; AER) durch eine hohe Flexibilität hinsichtlich verwendbarer Biomassetypen (z.B. aschereiche biogene Reststoffe) und einer in situ einstell-

baren Produktgaszusammensetzung aus. Eine vollumfängliche Konversion des AER-Produktgases zu SNG mit einem nachgeschalteten Syntheseschritt wird möglich.

Bei der AER-Biomassevergasung zirkuliert ein reaktives CO₂-sorptives Kalkstein- bzw. Kalziumoxid(CaO)-basiertes Bettmaterial zwischen zwei gekoppelten Wirbelschichten. Man spricht von einem Zweibettwirbelschichtreaktor (engl.: Dual Fluidised Bed; DFB). Biomasse wird in einer stationären Wirbelschicht mit Wasserdampf bei Temperaturen zwischen 650 °C und 750 °C vergast. In Anwesenheit von Wasserdampf reagiert entstandenes Kohlenmonoxid (CO) über die homogene Wassergas-Shift-Reaktion (WGS) zu CO₂ und Wasserstoff (H₂). Durch in-situ CO₂-Absorption wird CO₂ exotherm in das CaO-basierte Bettmaterial eingebunden und die Erzeugung eines energiereichen AER-Produktgases mit hohem Wasserstoffanteil thermodynamisch begünstigt. Das mit CO₂ beladene Bettmaterial wird zusammen mit entstandenem Biomasserestkoks in eine zweite zirkulierende Wirbelschicht transportiert. Unter Luftzugabe erfolgt die Verbrennung des Koksresiduums. Bei Temperaturen > 800 °C kommt es zur endothermen CO₂-Desorption aus dem CaO-basierten Bettmaterial. Das so regenerierte und erhitzte Bettmaterial wird erneut der Vergasung zugeführt.

Mit dem Fokus eine experimentell validierte Auslegungsgrundlage für eine AER-Zweibettwirbelschichtanlage mit anschließender SNG-Erzeugung zu entwickeln, wurden im Rahmen der vorliegenden Arbeit wesentliche Aspekte der AER-Biomassevergasung untersucht. Einerseits erfolgte die experimentelle Evaluierung des Biomasseumsatzverhaltens in einem stationären Labor-Wirbelschichtreaktor durch Variation von Temperatur, Reaktionsdauer, Gasatmosphäre, Brennstoffgröße und Bettmaterial. Andererseits wurde in einem Zweibettwirbelschichtreaktor die gegenseitige Beeinflussung von Bettmaterialverhalten und Prozessbedingungen analysiert. Der Schwerpunkt der Zweibettwirbelschichtversuche lag auf der Analyse des CO₂-Sorptionsverhaltens und der homogenen Wassergas-Shift-Reaktion in Abhängigkeit relevanter Prozessparameter wie Temperatur, treibendes Partialdruckgefälle, CO₂-Beladung und Bettmaterialzirkulation. Zu diesem Zweck wurden die Hydrodynamik und die Bettmaterialzirkulation unter Berücksichtigung der Fluidisierung und CO₂-Beladung erfasst und ergänzend der Materialabrieb untersucht. Aufbauend auf den experimentellen Daten erfolgten für eine Brennstoffwärmeleistung von 10 MW_{th} die Modellierung der AER-Biomassevergasung in einem Zweibettwirbelschichtreaktor und eine detaillierte Abbildung der Prozesskette zur Erzeugung von SNG. Dabei wurden die Auswirkungen von Temperatur, Dampfzugabe sowie Reaktionsumsatz der CO₂-Sorptions- und WGS-Reaktion auf das AER-Produktgas, die Energiebilanz im Zweibettwirbelschichtreaktor und SNG-Erzeugung simuliert. Um die Möglichkeit der Speicherung von erneuerbarem Strom und der Steigerung der SNG-Ausbeute in Kombination mit dem AER-Verfahren aufzuzeigen, wurden zusätzlich Massen- und Energiebilanzen mit Einkopplung von elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff ermittelt.

2 Grundlagen

Im Folgenden wird auf Grundlagen, die zum Verständnis der Arbeit notwendig sind, eingegangen.

2.1 Pfade zur Erzeugung von regenerativem Erdgassubstitut

Methan (CH₄) besteht aus den Elementen Kohlenstoff und Wasserstoff, die erneuerbar zur Verfügung gestellt werden müssen. Durch die Bindung von vier Wasserstoffatomen wird der Energiegehalt des Kohlenstoffatoms deutlich erhöht.

Zur Erzeugung von erneuerbaren SNG bzw. Methan kommen die biochemische Fermentation von vergärbaren Substraten und die Methanisierung eines regenerativ erzeugten Synthesegases infrage. Dabei kann das Synthesegas durch die thermochemische Vergasung direkt aus Biomasse oder durch die Nutzung von regenerativem CO₂ (z.B. aus Luft, Gewässern, Biogas) in Kombination mit elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff (H₂) aus regenerativem Überschussstrom bereitgestellt werden. Allerdings benötigt die Bereitstellung von konzentriertem CO₂ aus Luft und Gewässern Energie [6], [8].

2.1.1 Erzeugung aus Synthesegas

Aus einem Synthesegas kann durch die heterogen katalysierte Methanisierung CH₄ erzeugt werden. Als Katalysatoren kommen die Metalle der VIII. Nebengruppe in Frage. Großtechnisch werden hauptsächlich Nickel-basierte Katalysatoren mit weiteren, aktiven Komponenten eingesetzt [9, S. 23f], [10, S. 13f]. Es können sowohl Kohlenmonoxid (CO) als auch CO₂ methanisiert werden (s. Glg. 2-1, Glg. 2-2).



Beide Reaktionen sind exotherm und molzahlverringend. Geringe Temperaturen und hohe Drücke begünstigen somit nach dem thermodynamischen Gleichgewicht die Bildung von CH₄. Dabei darf die Prozesstemperatur einen gewissen Schwellenwert nicht unterschreiten, um die notwendige Aktivierungsenergie des Katalysators zur Verfügung zu stellen. Der tatsächliche Reaktionsmechanismus hängt vom verwendeten Katalysator ab. Möglich ist die simultane Konversion von CO und CO₂ oder die Umsetzung von CO mit anschließender CO₂-Methanisierung, da CO zunächst die aktiven Zentren des Katalysators belegt [9, S. 35]. Die CO- und CO₂-Methanisierung sind über die Rückreaktion der homogenen Wassergas-Shift-Reaktion (s. Glg. 2-3) linear voneinander abhängig:



Für die technische Umsetzung der Methanisierung kommen Festbett-, Wirbelschicht- und Slurryreaktoren in Frage. Abhängig von der Eduktgasbeschaffenheit ergeben sich unterschiedliche Optionen der Prozessführung. Möglich sind ein- oder mehrstufige, adiabate oder gekühlte Systeme sowie die Zwischenkondensation von Wasserdampf zur Steigerung der Methanausbeute (vgl. [10, S. 6ff], [11, S. 83ff], [12], [13]).

Wie anhand Glg. 2-1 und Glg. 2-2 zu erkennen ist, werden für die Synthese zu Methan die Reaktanden CO, CO₂ und H₂ benötigt. Soll ein nahezu vollständiger Reaktionsumsatz erreicht werden, muss das Synthesegas ein stöchiometrisches Verhältnis von drei aufweisen. Der Stöchiometriefaktor (*SF*) zeigt dies anschaulich [14, S. 427]:

$$SF = \frac{y_{H_2} - y_{CO_2}}{y_{CO} + y_{CO_2}} \quad [-] \quad \text{Glg. 2-4}$$

Für die Erzeugung von kohlenoxidhaltigen Synthesegasen kommt die thermochemische Vergasung in Frage. Wie der Vergleich verschiedener Biomassevergasungsverfahren zur Erzeugung eines Synthesegases in Anhang A1 zeigt, ergeben sich abhängig vom Vergasungsverfahren unterschiedliche Stöchiometriefaktoren. Lediglich das wasserstoffreiche Produktgas der AER-Biomassevergasung eignet sich für die vollständige Umsetzung von CO und CO₂ zu CH₄, wie aus der experimentell ermittelten Bandbreite des Stöchiometriefaktors an einer 100 kW_{th}-Zweibettwirbelschichtpilotanlage der Technischen Universität Wien (Österreich) von 1,1 bis 5,2 hervorgeht [15].

Kann der notwendige Wasserstoffüberschuss im Produktgas nicht direkt bei der thermochemischen Vergasung eingestellt werden, besteht die Option der Zugabe von elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff. Möglich ist dabei sowohl die direkte Nutzung des Wasserstoffs bei der thermochemischen Vergasung oder die H₂-Zugabe in das Synthesegas (vgl. [16], [17], [18]). Durch den Teilschritt der elektrolytischen Wasserstofferzeugung wird zudem eine Speicherung von regenerativem Überschussstrom in Form von CH₄ möglich, das im Fall einer Unterversorgung mit Elektrizität wiederum zur Stromerzeugung genutzt werden kann (vgl. [19], [20]). Alternativ zur H₂-Beimischung kann der notwendige Stöchiometriefaktor bspw. durch Integration einer CO₂-Abtrennung erreicht werden, was jedoch den Kohlenstoffnutzungsgrad bei der Kraftstofferzeugung reduziert.

Eine weitere Option ist die hydrierende Vergasung, da CH₄ thermochemisch direkt aus fester Biomasse und H₂ erzeugt werden kann. Allerdings wird auch unter hydrierenden Prozessbedingungen keine vollständige Konversion zu Methan erzielt. Es resultiert lediglich ein CH₄-reiches Produktgas, das zur Erzeugung von SNG ebenfalls einer anschließenden Methanisierung zugeführt werden muss (vgl. [16], [21], [22], [23] [24]).

2.1.2 Erzeugung aus Biogas

Grundlage der SNG-Bereitstellung aus Biogas ist die anaerobe Vergärung von Biomasse. Dabei erfolgt in Anwesenheit von Mikroorganismen der biochemische Abbau überwiegend stärkehaltiger Bestandteile zu einem Gas, dessen Majorkomponenten CO_2 und CH_4 sind. Anschaulich kann die Umwandlung durch die Zerfallsreaktion von Glucose ($\text{C}_6\text{H}_{12}\text{O}_6$) beschrieben werden:



Abhängig vom Substrat resultiert ein unterschiedlich hoher Methangehalt und -ertrag. Wird bspw. Maissilage als Substrat eingesetzt, kann mit einem hohen Ertrag gerechnet werden. Setzt man dagegen biogene Reststoffe wie z.B. tierische Exkremente ein, geht der Ertrag zurück [25, S. 75ff]. Bei der biochemischen Umwandlung wird die Biomasse nicht vollständig in Biogas umgesetzt. Es bleibt ein ligninhaltiger Gärrest zurück [26, S. 61].

Auch bei der Biogaserzeugung besteht die Möglichkeit elektrolytisch erzeugten Wasserstoff aus erneuerbarem Strom direkt einzusetzen. Bei der sogenannten „biologischen Methanisierung“ wird Wasserstoff der Fermentation zugeführt [27]. Glg. 2-6 gibt den idealisierten Reaktionsumsatz wieder.



2.1.3 Einspeisespezifikationen in das Erdgasnetz

Der „Deutsche Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.“ (DVGW) beschreibt die Einspeisung für Gase in das deutsche Erdgasnetz in zwei technischen Regeln, den DVGW-Arbeitsblättern G260 und G262. Man unterscheidet in Versorgungsgebiete verteilte „Grundgase“, „Gase zur Konditionierung“ sowie „Zusatzgase“ und „Austauschgase“. Als Zusatzgase gelten Gase, deren brenntechnischen Eigenschaften und Gaszusammensetzung vom Grundgas abweichen und daher nur in begrenzter Menge beigemischt werden können. Eine Möglichkeit zur Anpassung der brenntechnischen Eigenschaften bieten Gase zur Konditionierung wie z.B. Flüssiggase. Austauschgase können dem Grundgas unbegrenzt beigemischt werden, da sie selbst im Fall einer anderen Gaszusammensetzung ein dem Grundgas gleichartiges Brennverhalten aufweisen [28], [29].

Zusätzlich unterteilt der DVGW die Gase zur öffentlichen Gasversorgung in drei verschiedene Gasfamilien. Erdgas und dessen Austauschgase werden der 2. Gasfamilie (methanreiche Gase) zugeordnet. Je nach Versorgungsgebiet wird die 2. Gasfamilie entsprechend der brenntechnischen Eigenschaften in L-Gase (engl.: low) und H-Gase (engl.: high) gruppiert [28].

Tab. 2-1 listet die Anforderungen für Austauschgase der 2. Gasfamilie auf.

Tab. 2-1: Richtwerte für Austauschgase der 2. Gasfamilie, nach [28], [29]

Brenntechnische Spezifikationen	Einheit	Gruppe L	Gruppe H
Wobbe-Index (W_O)	[kWh/m ³ i.N.]	11,0 – 13,0	13,6 – 15,7
Brennwert (H_O)	[kWh/m ³ i.N.]	8,4 – 13,1	
Relative Dichte (d_{rel})	[-]	0,55 – 0,75	
Stoffmengenanteile	Einheit	Gehalt / Konzentration	
CH ₄	[Vol.-%]	≥ 90	≥ 95
CO ₂	[Vol.-%]	≤ 10	≤ 5
H ₂	[Vol.-%]	< 10 (mit Restriktionen)	
CO	[Vol.-%]	nicht vorgegeben	
O ₂ in trockenen Verteilernetzen	[Vol.-%]	≤ 3	
O ₂ in Hochdrucknetzen ($p \geq 16 \text{ bar}_{\text{abso}}$)	[Vol.-%]	≤ 0,001	
Kohlenwasserstoffe (Kondensationspunkt)	[°C]	- 2 (bei $1 \text{ bar}_{\text{abso}} \leq p \leq 70 \text{ bar}_{\text{abso}}$)	
Wasser	[mg/m ³ i.N.]	50 ($> 10 \text{ bar}_{\text{abso}}$) / 200 ($\leq 10 \text{ bar}_{\text{abso}}$)	
Nebel, Staub, Flüssigkeit, Ammoniak	[-]	technisch frei	
Gesamtschwefel (inkl. Odorierung)	[mg/m ³ i.N.]	≤ 8	

Dabei berechnet sich die relative Dichte (d_{rel}) eines Gasgemisches aus dem Quotienten der Gasdichte ($y_i \cdot \rho_{0,i}$) und der Dichte von Luft ($\rho_{0,L}$):

$$d_{rel} = \frac{\sum_{i=1}^N (y_i \cdot \rho_{0,i})}{\rho_{0,L}} \quad [-] \quad \text{Glg. 2-7}$$

Das Subskript „0“ bezeichnet den thermodynamischen Standardzustand ($p_0 = 1 \text{ bar}$, $T_0 = 298,15 \text{ K}$).

Neben d_{rel} charakterisieren der Brennwert (H_O) und der Wobbe-Index (W_O) die Brenneigenschaften einer Gasmischung:

$$W_O = \frac{H_O}{\sqrt{d_{rel}}} \quad \left[\frac{\text{kWh}}{\text{m}^3 \text{ i. N.}} \right] \quad \text{Glg. 2-8}$$

Die Ermittlung von H_O kann dabei nach DIN 51 857 erfolgen [30].

In der Regel erfüllen regenerativ erzeugte Austauschgase der 2. Gasfamilie die geforderten Spezifikationen ohne eine zusätzliche Anpassung der Gasbeschaffenheit nicht. Daher werden zur Taupunktseinstellung Feintrocknungsverfahren wie bspw. die adsorptive Gastrocknung oder die Glykolwäsche eingesetzt [31, S. 72]. Zudem ist eine Odorierung erforderlich. Durch das Odorierungsmittel kann das Gasgemisch im Fall einer unerwünschten Leckage mit dem Geruchssinn erfasst und entsprechende Schutzmaßnahmen getroffen werden.

2.2 Thermochemische Vergasung von Biomasse

Hauptaufgabe der thermochemischen Vergasung ist die Überführung fester Biomasse in ein Produktgas. Dabei besteht die Biomasse zu einem großen Anteil aus Sauerstoff, was mit Blick auf den erforderlichen Stöchiometriefaktor (s. Glg. 2-4) im Produktgas für die Synthese von Methan als Nachteil gewertet werden kann. Zur Verdeutlichung listet Tab. 2-2 die Bandbreiten der elementaren Bestandteile ausgewählter holz- und halmgutartiger Biomasse auf.

Tab. 2-2: *Elementare Zusammensetzung und Heizwert ausgewählter holz- und halmgutartiger Biomassen, nach [32, S. 83ff]*

Bestandteil	Einheit	Holzartig ^a	Halmgutartig ^b
Kohlenstoff	[Ma.-% _{wf}]	47,1 – 49,8	45,5 – 47,5
Wasserstoff	[Ma.-% _{wf}]	6,1 – 6,3	5,8 – 6,2
Sauerstoff	[Ma.-% _{wf}]	43,2 – 45,2	40,0 – 42,4
Stickstoff	[Ma.-% _{wf}]	0,13 – 0,54	0,48 – 1,14
Schwefel	[Ma.-% _{wf}]	0,015 – 0,045	0,082 – 0,160
Chlor	[Ma.-% _{wf}]	0,004 – 0,006	0,190 – 0,310
Asche	[Ma.-% _{wf}]	0,5 – 2,0	3,9 – 5,7
Heizwert	[kWh/kg _{Br,wf}]	5,1 – 5,2	4,8 – 4,9

^a Fichte (mit Rinde), Buche (mit Rinde), Pappel (Kurzumtrieb), Weide (Kurzumtrieb)

^b Weizenstroh, Rapsstroh, Miscanthus, Landschaftspflegeheu

Dabei kann die Biomasse je nach Trocknungsgrad unterschiedliche Wassergehalte (x_{H_2O}) aufweisen. Je nach Baumart liegt x_{H_2O} im erntefrischen Zustand zwischen 45 Ma.-% und 60 Ma.-% [32, S. 86].

Neben Stickstoff, Schwefel und Chlor sind noch weitere Nährstoffe, wie bspw. Phosphor, Magnesium, Kalzium oder Kalium in der Biomasse enthalten, deren Rückführung nach der thermochemischen Nutzung in die Natur zur Schließung des natürlichen Stoffkreislaufs angestrebt werden sollte.

2.2.1 Prozessschritte bei der Biomassevergasung

Bei der Vergasung werden die Grundbausteine der Biomasse (Cellulose, Hemicellulose und Lignin) unter Einwirkung von Wärme und Reaktionspartnern stufenweise aufgespalten. Durch den Verlust der strukturellen Integrität können die elementaren Bestandteile in das Produktgas umgewandelt werden. Abb. 2-1 zeigt die einzelnen Prozessschritte der thermochemischen Vergasung von Biomasse.

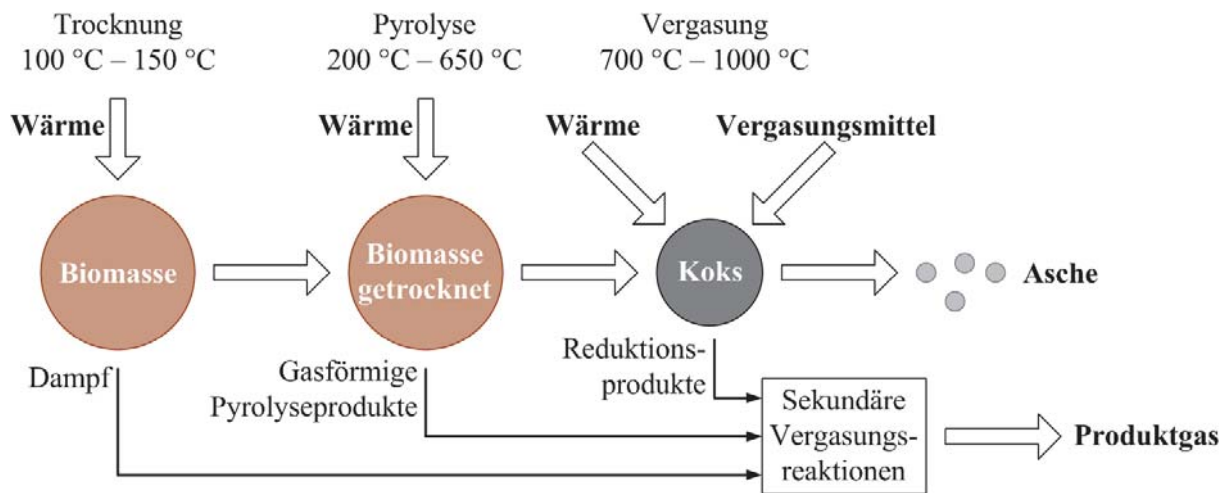


Abb. 2-1: Schematische Darstellung der Prozessschritte bei der Biomassevergasung, nach [26, S. 394].

Zunächst erfolgt die Trocknung der Biomasse unter Einwirkung von Wärme. Dabei wandert die Trocknungsfront von außen nach innen und das in der Biomasse enthaltene Wasser wird verdampft. In einem zweiten Schritt findet unter Ausschluss von Reaktionspartnern bzw. Vergasungsmitteln die Pyrolyse der Biomasse statt. Die Pyrolyse weist eine endotherme Wärmetönung auf, d.h. es wird Energie benötigt. Die komplexen Grundbausteine des biogenen Brennstoffs beginnen ab Temperaturen $> 200\text{ °C}$ aufzubrechen. Mit steigender Temperatur nimmt die Intensität, mit der die Strukturen aufbrechen, zu. Hierbei wird die Biomasse unter Einwirkung von Wärme bzw. erhöhter Temperatur in dampf- und gasförmige Produkte, wie bspw. Pyrolysegase (CO , CO_2 , CH_4 , H_2 , etc.), Oxygenate bzw. Teere (z.B. polyaromatische Kohlenwasserstoffe) und ein Koksresiduum überführt. Der bei der Pyrolyse entstandene Koks reagiert in Anwesenheit eines Vergasungsmittels weiter. Durch diesen Vorgang wird die Gasausbeute weiter erhöht. Wie in Abb. 2-1 dargestellt, können die bei der Umwandlung gebildeten primären Produkte (Wasserdampf, gas- und dampfförmige Pyrolyseprodukte sowie Produkte der Koksvergasung) in sekundären Gasphasenreaktionen simultan zu Produktgas weiterreagieren (vgl. [26], [33], [34], [35]).

2.2.2 Einteilung von Vergasungsverfahren

Vergasungsverfahren lassen sich anhand der Prozessbedingungen und der Art des Vergasungsreaktors unterscheiden, wie Abb. 2-2 veranschaulicht. Zur Vergasung der Biomasse kommen H_2O , Sauerstoff (O_2), CO_2 und H_2 als Vergasungsmittel in Frage. Abhängig vom Vergasungsmittel wird aufgrund der Wärmetönung der ablaufenden Reaktionen entweder Energie benötigt (Verwendung von H_2O und CO_2 , s. Glg. 2-9 und Glg. 2-10) oder Reaktionswärme freigesetzt (im Fall von O_2 und H_2 , s. Glg. 2-11 und Glg. 2-12) [36].

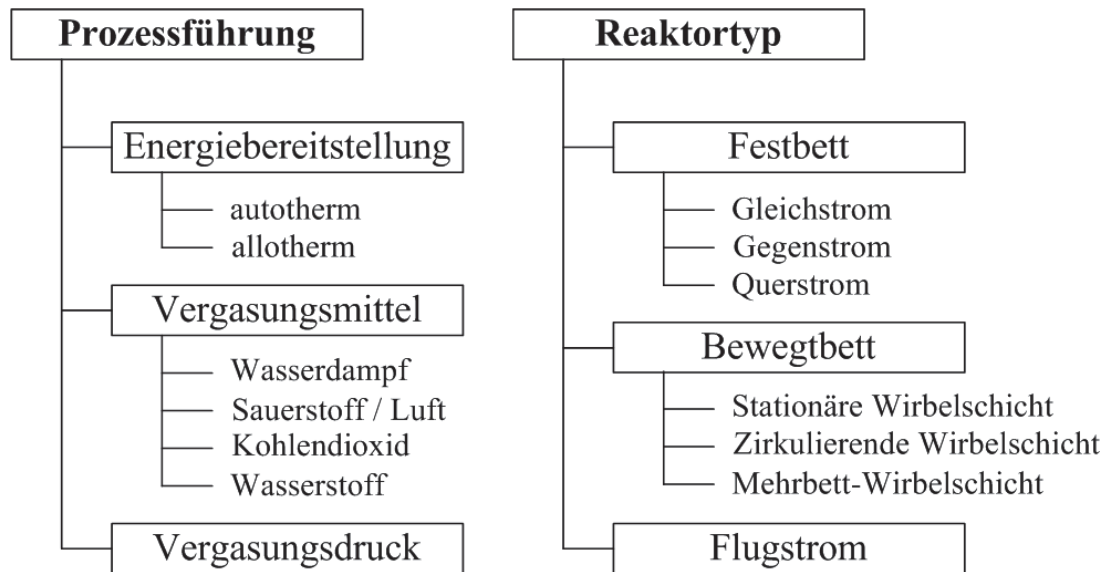
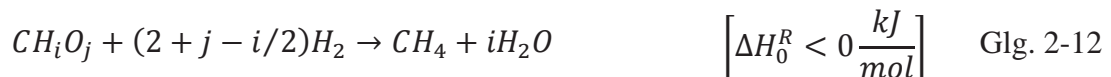
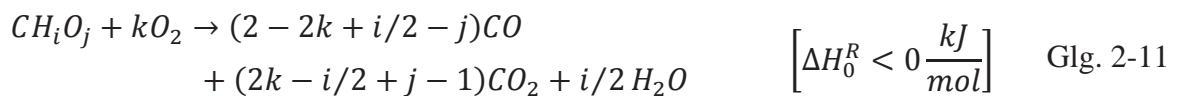
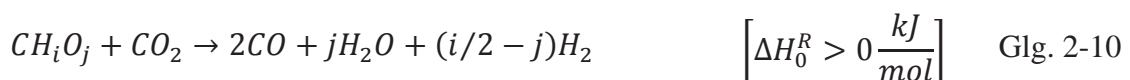
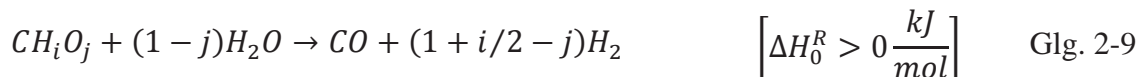


Abb. 2-2: Schematische Einteilung der Vergasungsverfahren anhand von Prozessbedingungen und Reaktortypen (verändert und ergänzt nach [37, S. 23], [38, S. 5]).



Grundsätzlich bieten sich für die technische Umsetzung die auto- oder allotherme Prozessführung an.

- Autotherme Prozessführung:

Bei der autothermen Vergasung wird die benötigte Energie chemisch im Vergasungsreaktor bereitgestellt (vgl. Glg. 2-11 und Glg. 2-12). Soll mit H_2O oder CO_2 vergast werden, erfolgt dies mittels partieller Oxidation von Biomasse durch die Zugabe von Sauerstoff bzw. Luft. Dadurch vermischt sich das Produktgas mit den Oxidationsprodukten, was zu einer Reduktion des Heizwertes im Produktgas führt. Mit dem Ziel, ein wasserstoffreiches Produktgas zu erzeugen, kommt der Einsatz von Luft aufgrund des hohen Stickstoffanteils nicht in Frage. Erfolgt die Prozessführung mit O_2 , wird ein Produktgas mit den Majorkomponenten H_2 , CO und CO_2 und geringen Anteilen an Kohlenwasserstoffverbindungen erzeugt (vgl. [39], [40]).

- Allotherme Prozessführung:

Bei allothermen Prozessen wird die benötigte Energie extern erzeugt und dem Vergasungsreaktor von außen zugeführt. Die Zufuhr kann dabei durch Wärmeübertragung oder Wärmeträgermedien erfolgen. Im Gegensatz zur autothermen Betriebsweise wird der Heizwert des erzeugten Produktgases nicht erniedrigt. Wird H_2O als Vergasungsmittel eingesetzt, finden sich im Produktgas neben H_2 , CO und CO_2 höhere Anteile an CH_4 oder Kohlenwasserstoffen, wie bspw. Ethan (C_2H_6) oder Propan (C_3H_8) (vgl. [41], [42]).

Die thermochemische Konversion kann dabei in einem Reaktor oder in mehreren Prozessstufen erfolgen. Möglich ist bspw. die räumliche Trennung von Pyrolyse- und Vergasungsreaktionen. Dadurch können Pyrolyse- und Vergasungsbedingungen separat voneinander eingestellt werden. Allerdings bedingen getrennte Systeme eine erhöhte Verfahrenskomplexität.

In der Praxis kommen Festbett-, Bewegtbett- und Flugstromreaktoren zum Einsatz. Dabei können Bewegtbettreaktoren nochmals in Wirbelschichtreaktoren und Reaktoren mit bewegten Bauteilen (z.B. Dreh- oder Schneckenrohrreaktoren) untergliedert werden. Festbett- und Flugstromreaktoren eignen sich in erster Linie für die Umsetzung einer autothermen Prozessführung. Bewegtbettreaktoren eignen sich sowohl für auto- als auch allotherme Vergasungsprozesse. In Anhang A1 werden verschiedene ein- und mehrstufige Vergasungsverfahren zur Synthesegaserzeugung anhand der Prozessführung sowie der Angabe der Temperatur und des Drucks tabellarisch aufgelistet.