



# Anlagen zur Vergasung und Verkohlung von Holz und anderer fester Biomasse

Teil 1 – Grundlagen und Empfehlungen zum Vollzug der Luftreinhalte-Verordnung

Thomas Nussbaumer

Adrian Lauber

Peter Zotter

## **Auftraggeber**

Kanton Aargau  
Departement Bau, Verkehr  
und Umwelt  
Claude Furginé  
Entfelderstrasse 22  
5001 Aarau

Kanton Graubünden  
Amt für Natur und Umwelt GR  
Hans Michel  
Ringstrasse 10  
7001 Chur

Kanton Bern  
Amt für Umwelt und Energie,  
Abteilung Immissionsschutz  
Christoph Baltzer  
Laupenstrasse 22  
3008 Bern

# Inhalt

<b>1</b>	<b>Zusammenfassung</b> .....	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>Zielsetzung</b> .....	<b>4</b>
<b>3</b>	<b>Begriffsdefinitionen</b> .....	<b>5</b>
3.1	Thermochemische Umwandlung von Biomasse.....	5
3.1.1	Pyrolyse	5
3.1.2	Vergasung	5
3.1.3	Verbrennung	6
3.1.4	Unterscheidung thermochemischer Umwandlungsprozesse	7
3.1.5	Torrefizierung	8
3.2	Pflanzkohle .....	9
3.3	Wärme-Kraft-Kopplung (WKK).....	9
<b>4</b>	<b>Emissionsgrenzwerte der Luftreinhalte-Verordnung</b> .....	<b>12</b>
<b>5</b>	<b>Anlagen</b> .....	<b>15</b>
5.1	Kategorisierung .....	15
5.2	Konversionsreaktor .....	17
5.3	Anlagen mit Feuerung.....	18
5.4	Anlagen mit Gasmotor .....	18
5.5	Anlagen zur Gewinnung von Pyrolyseöl .....	18
5.6	Betriebssicherheit und Gasfackel .....	19
5.7	Produktgasreinigung .....	19
5.8	Stickoxidminderung.....	20
5.9	Brennstoffsortimente .....	22
<b>6</b>	<b>Emissionen</b> .....	<b>23</b>
6.1	Vergleich mit Holzheizkesseln .....	23
6.2	Kohlenmonoxid (CO) .....	23
6.3	Flüchtige organische Verbindungen (VOC) .....	23
6.4	Feststoff .....	24
6.5	Stickoxide (NO <sub>x</sub> ) .....	24
<b>7</b>	<b>Literaturverzeichnis</b> .....	<b>26</b>

# 1 Zusammenfassung

Ziel des vorliegenden Berichts ist eine Auslegeordnung zum Vollzug der Luftreinhalte-Verordnung (LRV) an Anlagen zur Vergasung und Verkohlung von Holz und anderen festen biogenen Rohstoffen. Der Bericht behandelt Anlagen zur Produktion von Pflanzenkohle, Strom und Nutzwärme im Leistungsbe-  
reich bis 10 MW. Für diese Anlagen gelten folgende Merksätze:

- Pyrolyse, Vergasung und Verkohlung sind thermochemische Verfahren zur Umwandlung eines festen Brennstoffs. Die drei Verfahren haben die Herstellung unterschiedlicher Produkte zum Ziel, nämlich einer Flüssigkeit (Pyrolyse), eines Gases (Vergasung) bzw. eines Feststoffs (Verkohlung).
- Die Unterscheidung zwischen den drei Verfahren ist fließend und alle Verfahren produzieren nebst dem Hauptprodukt auch die jeweils anderen zwei Produkte als Nebenprodukt.
- Weil die Abgrenzung zwischen Pyrolyse-, Vergasungs- und Verkohlungsreaktoren fließend ist, wird als Überbegriff auch der Begriff Konversionsreaktor oder kurz Reaktor verwendet.
- Die Konversionsreaktoren für die drei verschiedenen Prozesse weisen Ähnlichkeiten auf. Da zudem die Betriebsweise der Anlagen von aussen meist nicht erkennbar ist, ist die Unterscheidung zwischen einem Pyrolyse- und einem Vergasungsreaktor ohne Kenntnis der Betriebsparameter nicht immer möglich.
- Im Falle eines Biomassevergasers hat das Produktgas einen Heizwert von rund 1.2 kWh/m<sup>3</sup> bis 1.5 kWh/m<sup>3</sup>. Der Heizwert ist damit deutlich niedriger als derjenige von Biogas aus einer Vergärungsanlage, das einen Heizwert von 5 kWh/m<sup>3</sup> bis 7.5 kWh/m<sup>3</sup> aufweist.
- Anlagen mit Gasmotor verfügen in der Regel über eine Gasfackel für den Anfahr- und Notbetrieb. Bei Anlagen mit Feuerung (bzw. Brennkammer) ist dagegen üblicherweise keine Gasfackel installiert.
- Für die Einteilung der Anlagen nach LRV wird unterschieden, ob die Nutzung des Produktgases in einer Feuerung oder in einem Gasmotor erfolgt.
- Welches Brennstoffsortiment eingesetzt werden kann, hängt sowohl vom Konversionsreaktor als auch von der Betriebsbewilligung ab. Die Erfahrungen mit Gleichstromvergasern zeigen, dass für einen zuverlässigen Anlagenbetrieb hohe Anforderungen an die Qualität und Homogenität des Brennstoffs notwendig sind und dass biogene Abfälle und Erzeugnisse aus der Landwirtschaft für den Einsatz in Vergasungsreaktoren weniger geeignet sind als holzartige Brennstoffe.
- Zur Verwendung von Pflanzenkohle in der Landwirtschaft oder als Handelsprodukt sind niedrige Gehalte an Schadstoffen (insbesondere an Schwermetallen und polyzyklischen aromatischen Kohlenwasserstoffen) sicher zu stellen. Für eine entsprechende Qualitätskontrolle steht in Europa das European Biomass Certificate (EBC) als Industriestandard zur Verfügung. Beim Betrieb von Biomassevergasern zum Antrieb von Verbrennungsmotoren erfüllt die anfallende Pflanzenkohle diese Anforderungen für eine stoffliche Nutzung mehrheitlich nicht

## 2 Zielsetzung

Ziel des vorliegenden Berichts ist eine Auslegeordnung zum Vollzug der Luftreinhalte-Verordnung (LRV) an Anlagen zur Vergasung und Verkohlung von Holz und anderen festen biogenen Rohstoffen zu erstellen. Der Bericht behandelt Anlagen zur Produktion von Pflanzenkohle, Strom und Nutzwärme<sup>1</sup> im Leistungsbereich bis 10 MW und beschränkt sich für die Stromerzeugung auf Anlagen mit einem Verbrennungsmotor. Damit werden folgende typische Anwendungen abgedeckt:

1. Die Produktion von Pflanzenkohle, von Pflanzenkohle und Wärme, von Pflanzenkohle und Strom oder von Pflanzenkohle und Strom und Wärme.
2. Die Produktion von Strom und Wärme in Anlagen zur Wärme-Kraft-Kopplung (WKK) mit Verbrennungsmotoren. Der Anlagenteil mit Motor und Wärmenutzung wird dabei als Blockheizkraftwerk (BHKW) bezeichnet. Aufgrund der Leistungsgrösse bis 10 MW orientieren sich die Ausführungen zu BHKW-Anwendungen am Einsatz von Festbettvergasern.

Demgegenüber werden unter anderem folgende Anwendungen nicht behandelt:

- Anlagen, die ausschliesslich Wärme produzieren, auch wenn zur Feststoffumwandlung eine Vergasung zum Einsatz kommt, wie zum Beispiel in einem «Holzvergaserkessel» oder beim Einsatz des bei der Vergasung entstehenden Produktgases in einem Industrieofen.
- Grosstechnische Vergasungsverfahren wie Wirbelschicht- und Flugstromvergasern.
- Anlagen zur Gasnutzung in anderen Systemen als einem Verbrennungsmotor, wie zum Beispiel einer offenen Gasturbine oder einer Brennstoffzelle.
- Nicht behandelt werden zudem die Aspekte zu Zusammensetzung und Nutzung von Pflanzenkohle.

---

<sup>1</sup> Die hier untersuchten thermischen Prozesse zur Krafterzeugung verursachen systembedingt in einem ersten Umwandlungsschritt Abwärme. Durch Wärme-Kraft-Kopplung wird ein Teil dieser Abwärme zu Nutzwärme. Im Bericht wird Nutzwärme auch vereinfachend als «Wärme» bezeichnet, soweit im Kontext klar ist, dass es sich um Nutzwärme handelt. Dies gilt zum Beispiel für die Begriffe «Wärme-Kraft-Kopplung» und die «Produktion von Strom und Wärme».

## 3 Begriffsdefinitionen

### 3.1 Thermochemische Umwandlung von Biomasse

#### 3.1.1 Pyrolyse

**Pyrolytische Zersetzung** bezeichnet einen Teilschritt eines thermochemischen Konversionsprozesses, der zum Beispiel nach dem Aufheizen des Brennstoffs in einer Holzfeuerung oder in einem Holzvergaser abläuft [1].

**Pyrolyse** bezeichnet einen thermochemischen Prozess, der in erster Linie zur Gewinnung eines flüssigen Produkts dient und selbst mehrere Teilschritte umfasst, von denen einer eine pyrolytische Zersetzung ist. Das flüssige Produkt wird durch Abkühlung und Kondensation aus dem heissen Pyrolysegas gewonnen und als **Pyrolyseöl** bezeichnet. Da es aber reaktiv und nur begrenzt lagerfähig ist, ist meist eine aufwändige Aufbereitung erforderlich. Kleine Mengen von Pyrolyseöl können als Aromastoff genutzt werden, während für grössere Mengen eine direkte Herstellung von kommerziellen Flüssigtreibstoffen angestrebt wird.

Ein Reaktor zur Durchführung einer Pyrolyse wird als **Pyrolysereaktor** bezeichnet. Beim Betrieb eines Pyrolysereaktors fallen nebst Pyrolyseöl Nebenprodukte in Form von **Koks** und abgekühltes Pyrolysegas an, das nach Entfernung des kondensierbaren Anteils gasförmig verbleibt und meist zur Beheizung des Reaktors und/oder zur Stromerzeugung in einem Gasmotor genutzt wird.

In der Praxis wird der Begriff Pyrolyse auch verwendet, um den Teilschritt einer pyrolytischen Zersetzung in der Vergasung oder Verbrennung zu beschreiben. Um Missverständnisse zu vermeiden, wird im vorliegenden Bericht soweit möglich zwischen pyrolytischer Zersetzung und Pyrolyse unterschieden.

#### 3.1.2 Vergasung

Der Begriff **Vergasung** bezeichnet einen thermochemischen Prozess, der in erster Linie zur Gewinnung eines gasförmigen Produkts dient, das einen so hohen Heizwert aufweist, dass es mit Luft verbrannt werden kann [1]. Das Gasgemisch mit darin enthaltenen Feststoffen und Tröpfchen wird als **Produktgas** oder **Holzgas** (selten auch Generatorgas) bezeichnet. Das Produktgas wird in der Regel gereinigt und als gasförmiger Treibstoff zum Antrieb eines Verbrennungsmotors oder einer (offenen) Gasturbine genutzt. Im Leistungsbereich bis etwa 2 MW<sub>el</sub> kommen in erster Linie Gasmotoren nach dem Otto-Prozess (mit Zündkerzen) zum Einsatz, die zu 100 % mit Produktgas betrieben werden. Daneben ist auch der Einsatz in Dieselmotoren mit Zugabe von Dieseltreibstoff im Zündstrahlbetrieb möglich. In grosstechnischen Anlagen kann das Produktgas auch als Ausgangsstoff für Synthesereaktionen dienen und wird dann auch als **Synthesegas** bezeichnet. Wichtigstes Beispiel ist die Fischer-Tropsch-Synthese zur Produktion synthetischer Treibstoffe aus Kohlenmonoxid (CO) und Wasserstoff (H<sub>2</sub>).

Ein Reaktor zur Herstellung eines Produktgases aus einem festen oder flüssigen Brennstoff wird als **Vergaser** bezeichnet. In einem Vergaser laufen die Teilschritte von Trocknung, Aufheizung, pyrolytischer Zersetzung, Vergasungsreaktionen und Oxidation ab. Als Nebenprodukte einer unvollständigen Vergasung fallen Koks sowie allenfalls ein Abwasser an (das unter anderem organisch belastet ist). Das Produktgas enthält neben Feststoffen auch flüssigen Teer (Tröpfchen).

Zur Biomassevergasung werden Festbett-, Wirbelschicht- und Flugstromvergaser eingesetzt (Bild 1). Gleichstromvergaser werden meist im Leistungsbereich bis 1 MW genutzt, Gegenstromvergaser bis 10 MW. Die Ausführungen im vorliegenden Bericht beziehen sich auf den Einsatz in Festbettvergasern. Sonderbauformen, wie zum Beispiel die Technik des in Bild 1 nicht gezeigten «Schwebebettreaktors» [3], werden dabei vereinfachend den Festbettvergasern zugeordnet. Wirbelschicht- und Flugstromreaktoren kommen im grösseren Leistungsbereich zum Einsatz und werden hier nicht behandelt.

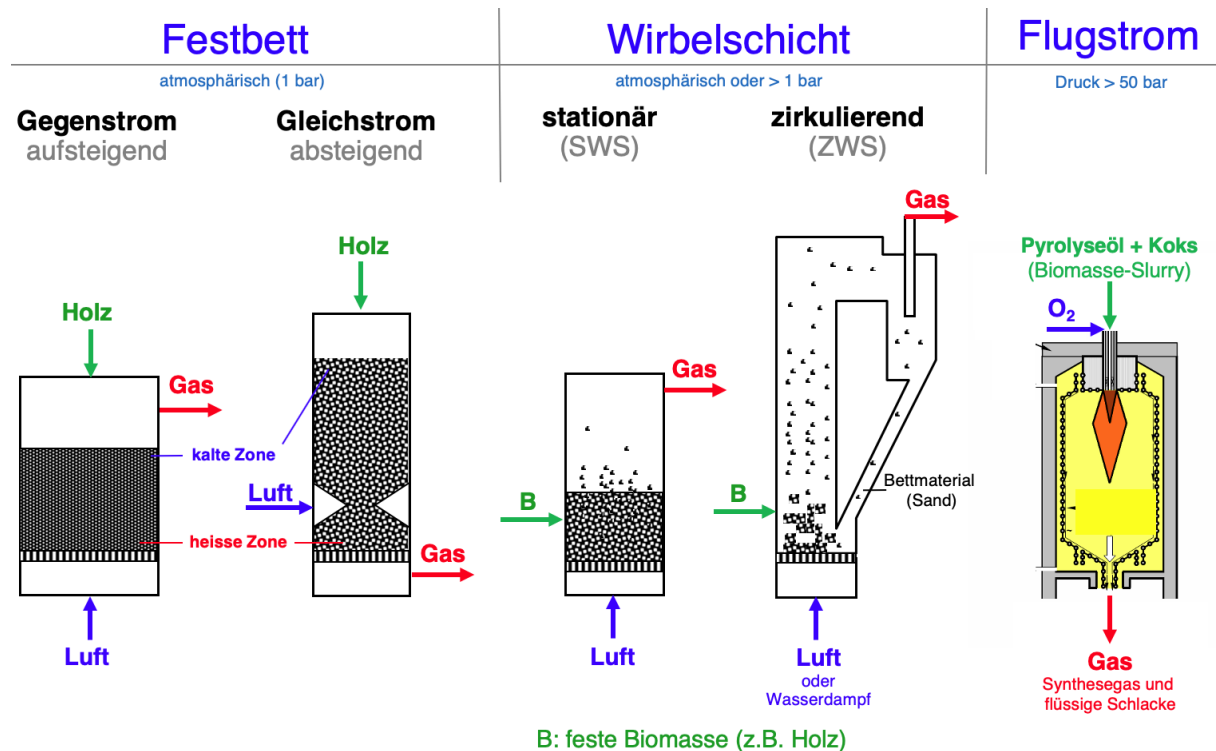


Bild 1 Einteilung der wichtigsten Vergasungsverfahren in Festbett, Wirbelschicht und Flugstrom [2]. Festbettvergaser werden in der Regel mit Holz in stückiger Form betrieben. Die Darstellung ist nicht massstäblich, Wirbelschicht- und Flugstromvergaser sind in der Regel grösser als Festbettvergaser.

### 3.1.3 Verbrennung

Eine **Verbrennung** bezeichnet einen thermochemischen Prozesses, der in erster Linie zur Erzeugung von Wärme dient und die Teilschritte pyrolytische Zersetzung, Vergasungsreaktionen und Oxidation umfasst [1]. Im Falle eines organischen Edukts wie Biomasse erfolgt bei einer vollständigen Verbrennung eine Umwandlung in rein anorganische Produkte in Form von Kohlenmonoxid (CO<sub>2</sub>) und Wasserdampf (H<sub>2</sub>O). Nebst der Anwendung zur Energieerzeugung kommen Verbrennungsanlagen deshalb auch zur Umwandlung potenziell gesundheitsschädlicher organischer Stoffe in anorganische zum Einsatz.

Ein Reaktor zur Verbrennung eines Brennstoffs zur Wärmenutzung wird als **Feuerung** bezeichnet. Biomassefeuerungen umfassen Öfen und Kessel. Wenn die Verbrennungswärme direkt durch Strahlung und Konvektion genutzt wird, wird das System als **Ofen** bezeichnet. Ein Holzofen gibt die Wärme direkt an den Raum ab, während in einem Backofen oder Industrieofen das zu behandelnde Gut er-

wärmt wird. Wenn die Verbrennungswärme in einem der Feuerung nachgeschalteten Gas/Wasser-Wärmeübertrager abgegeben wird, wird dieser Wärmeübertrager als **Kessel** bezeichnet. Ein Kessel kann einer Feuerung oder einem anderen Reaktor, wie zum Beispiel einem Vergaser oder einem Verbrennungsmotor nachgeschaltet sein. Wenn Kessel mit einem Präfix, wie zum Beispiel dem Begriff «Stückholzkessel» verbunden wird, wird damit die gesamte Einheit inklusive Feuerungsteil beschrieben. In modernen Biomassefeuerungen wird die Verbrennungsluft meist in zwei oder mehr Stufen zugeführt. Die erste als Primärluft bezeichnete Luftzufuhr dient hauptsächlich zur Vergasung des Brennstoffs. Entsprechende Feuerungen werden deshalb auch als «Vergaserkessel» bezeichnet. Der Begriff Vergasung wird somit sowohl zur Beschreibung des technischen Gesamtprozesses als auch zur Beschreibung eines Teilschritts in einer Anlage verwendet. Bei Betrachtung des Produkts (Nutzwärme) sowie für die Einteilung nach LRV ist ein «Vergaserkessel» jedoch als Feuerung zu betrachten, weshalb im vorliegenden Bericht der Begriff Vergaser ausschliesslich für Anlagen zur Herstellung eines Produktgases verwendet wird, welches in einem nachgeschalteten Prozess weiterverwendet wird.

### 3.1.4 Unterscheidung thermochemischer Umwandlungsprozesse

Die technischen Prozesse von Pyrolyse, Vergasung und Verbrennung weisen unterschiedliche Betriebstemperaturen auf und werden zusätzlich anhand der Menge des Oxidationsmittels unterschieden, das der Anlage von aussen zugeführt wird. Als Oxidationsmittel dient meist Sauerstoff aus der Luft. Vergaser können aber auch mit Wasserdampf betrieben werden. Wenn Luft als Oxidationsmittel dient, wird das stöchiometrische Verhältnis von Oxidationsmittel zu Brennstoff mit der **Luftüberschusszahl**  $\lambda$  wie folgt beschrieben:

- Eine **pyrolytische Zersetzung** erfolgt ohne externe Sauerstoffzufuhr ( $\lambda = 0$ ). **Pyrolysereaktoren** können jedoch einen niedrigen Luftüberschuss aufweisen ( $\lambda < 0.2$ ). Temperaturen zum Betrieb von Pyrolyseanlagen liegen meist im Bereich von 350° - 550°C.
- **Vergaser** werden mit einem Luftüberschuss betrieben, bei dem die Ausbeute an brennbaren Gasen (hauptsächlich CO und H<sub>2</sub>) maximiert wird, was bei einem Luftüberschuss von ungefähr 0.3 zutrifft. Typische Vergasungstemperaturen liegen im Bereich von 700° - 900°C.
- Bei der **Verbrennung** wird Sauerstoff im Überschuss zugeführt und Feuerungen werden entsprechend mit  $\lambda > 1$  betrieben und weisen meist Temperaturen von 800° – 1300°C auf.

Daneben wird unterschieden zwischen interner Wärmezufuhr (**autotherm**) und externer Wärmezufuhr (**allotherm**). Pyrolysereaktoren erfordern eine externe Wärmezufuhr, während in kleineren Vergasern die Wärme durch Luftzufuhr im Prozess freigesetzt wird. Da die Bauweisen von Pyrolyse- und Vergasungsreaktoren grosse Ähnlichkeit aufweisen, wird ein Pyrolysereaktor durch Zufuhr von Luft zum Vergaser oder ein Vergaser durch Beheizung und Verhinderung einer Luftzufuhr zum Pyrolysereaktor. Da die Betriebsweise von aussen nicht erkennbar ist, ist die Unterscheidung zwischen einem Pyrolyse- und einem Vergasungsreaktor ohne Kenntnis der Betriebsparameter nicht immer möglich.

**Verkohlung** bezeichnet einen thermochemischen Prozess, der in erster Linie zur Gewinnung eines festen Produkts dient. Wenn Holz als Rohstoff verwendet wird, wird das feste Produkt als **Holzkohle** bezeichnet. Wenn beliebige Biomasse als Rohstoff dient, wird das Produkt auch **Pflanzenkohle**, **Biokoks** oder **Biokohle** genannt, von denen Holzkohle eine Untergruppe darstellt. Nach den für Energieumwandlungsverfahren eingeführten Begriffen handelt es sich bei einer Verkohlungsanlage um

eine Sonderform einer Pyrolyseanlage (sofern sie mit  $\lambda < 0.2$  betrieben wird) oder einer Vergasungsanlage (wenn der Betrieb mit  $\lambda > 0.2$  erfolgt), bei der eine hohe Ausbeute an Koks angestrebt wird. Das gleichzeitig anfallende Gas entspricht somit einem Pyrolysegas oder einem Produktgas und kann entsprechend zur Energieerzeugung genutzt werden. Im Zusammenhang mit der Pflanzenkohlenutzung wird es auch als Synthesegas bezeichnet. Wenn das Gas jedoch lediglich verbrannt wird, widerspricht dies der oben eingeführten Terminologie, welche zwischen Produktgas und Synthesegas (das hohe Qualitätsanforderungen erfüllen muss) unterscheidet. In der Regel wird auch bei der Verkohlung (wie bei der Vergasung) ein geringer Anteil an flüssigen, organischen Produkten im Gas angestrebt, der wie bei Vergasern auch als **Teer** bezeichnet und entweder abgeschieden oder mit dem Gas verbrannt wird.

Da die Unterscheidung zwischen Pyrolyse, Vergasung und Verkohlung fließend ist, wird als Überbegriff für Pyrolyse-, Vergasungs- und Verkohlungsreaktoren im Bericht auch der Begriff **Konversionsreaktor** oder kurz **Reaktor** verwendet.

### 3.1.5 Torrefizierung

Torrefizierung ist eine thermische Vorbehandlung von Biomasse zur Verbesserung der Lagerfähigkeit sowie zur Erhöhung der Energiedichte bezogen auf das Transportvolumen. Das Verfahren ist ähnlich wie das Rösten, erfolgt aber im Gegensatz zum Rösten unter Luftabschluss, um den durch die thermische Behandlung bedingten Energieverlust zu vermindern.

Das Verfahren entspricht einer schonenden (oder „milden“) thermischen Zersetzung unter Luftabschluss mit geringen Aufheizraten, Temperaturen zwischen 220°C bis 320°C und Verweilzeiten von 30 bis 60 Minuten. Vor der Torrefizierung wird die Biomasse getrocknet. Da flüchtige Verbindungen mit hohem Sauerstoffgehalt wie CO<sub>2</sub>, CO und organische Säuren ausgetrieben werden, steigt der Heizwert im Vergleich zur Ausgangsbiomasse. Zudem wird die Handhabung der Biomasse verbessert. Die Torrefizierung eignet sich vor allem zur Aufwertung von Biomasse mit geringer Schüttdichte und beschränkter Lager- und Transportfähigkeit. Wie durch das Rösten wird auch durch Torrefizierung die Biomasse beinahe inert und somit resistent gegenüber biologischen Abbauprozessen. Zudem wird die Aufnahmefähigkeit von Feuchtigkeit deutlich vermindert. Die Biomasse wird damit kohleähnlich und erreicht Kohlenstoffgehalte wie Torf. Zudem wird der Energieaufwand zum Mahlen deutlich reduziert, weshalb sich torrefizierte Biomasse zur Zufeuerung in Kohlekraftwerken in Staubform eignet. Für andere Anwendungen kommt eine Pelletierung zum Einsatz. Pellets aus torrefizierter Biomasse werden auch als „black pellets“ bezeichnet. Torrefizierte Biomasse weist ebenso wie Pflanzenkohle Eigenschaften auf, die teilweise zwischen denjenigen von natürlicher Biomasse und von fossiler Kohle liegen.

Zur technischen Durchführung der Torrefizierung kommen zahlreiche ganz unterschiedliche Verfahren zum Einsatz. Einige davon, wie etwa ein Drehror, unterscheiden sich von einem Trockner vom Aufbau her nur geringfügig, werden jedoch mit anderen Betriebsbedingungen betrieben.

Torrefizierung wird in diesem Bericht nicht weiter beschrieben. Die Kenntnis der Herkunft von „schwarzen Pellets“ aus torrefizierter Biomasse ist jedoch wichtig, um sie von durch Verkohlung hergestellter Pflanzenkohle zu unterscheiden.



### 3.2 Pflanzenkohle

Als Pflanzenkohle wird der Feststoff bezeichnet, der nach Behandlung der Biomasse in einem Reaktor zur Pyrolyse, Vergasung oder Verkoklung als Feststoff ausgetragen wird und somit nicht in Gas umgewandelt wurde. Die Eigenschaften der Pflanzenkohle sind abhängig vom eingesetzten Brennstoff, vom Anlagentyp und von der Betriebsart der Anlage.

Zur Verwendung von Pflanzenkohle in der Landwirtschaft oder als Handelsprodukt sind niedrige Gehalte an Schadstoffen (insbesondere an Schwermetallen und polyzyklischen aromatischen Kohlenwasserstoffen) sicher zu stellen. Für eine entsprechende Qualitätskontrolle steht in Europa das European Biochar Certificate (EBC) als Industriestandard zur Verfügung [4]. Damit wird die Qualität der Pflanzenkohle für verschiedene Verwendungszwecke bewertet und es sind unter anderem Positivlisten für zulässige Brennstoffe definiert. Mögliche Verwendungszwecke für Pflanzenkohle sind unter anderem:

- Bodenverbesserer für die Landwirtschaft und im urbanen Umfeld
- Nahrungszusatz für die Nutztierhaltung
- Aufbereitung für Anwendungen als Aktivkohle, Farbstoff, Grillkohle und anderes
- Sequestrierung von bis zu 50 Gew.-% des Kohlenstoffs aus der Biomasse.

Beim Betrieb von Biomassevergasern zum Antrieb von Verbrennungsmotoren erfüllt die Pflanzenkohle die Anforderungen für eine stoffliche Nutzung mehrheitlich nicht, weshalb der Anfall von Pflanzenkohle unerwünscht ist und die Pflanzenkohle oft als Abfall zu behandeln ist.

### 3.3 Wärme-Kraft-Kopplung (WKK)

**Wärme-Kraft-Kopplung (WKK)** ist der in der Schweiz gebräuchliche Begriff zur Beschreibung der gleichzeitigen Produktion von mechanischer Energie und Nutzwärme in einem thermodynamischen Prozess [5]. Die mechanische Energie wird dabei meist direkt in elektrischen Strom umgewandelt. Bild 2 zeigt die Funktion am Beispiel eines Verbrennungsmotors mit WKK.

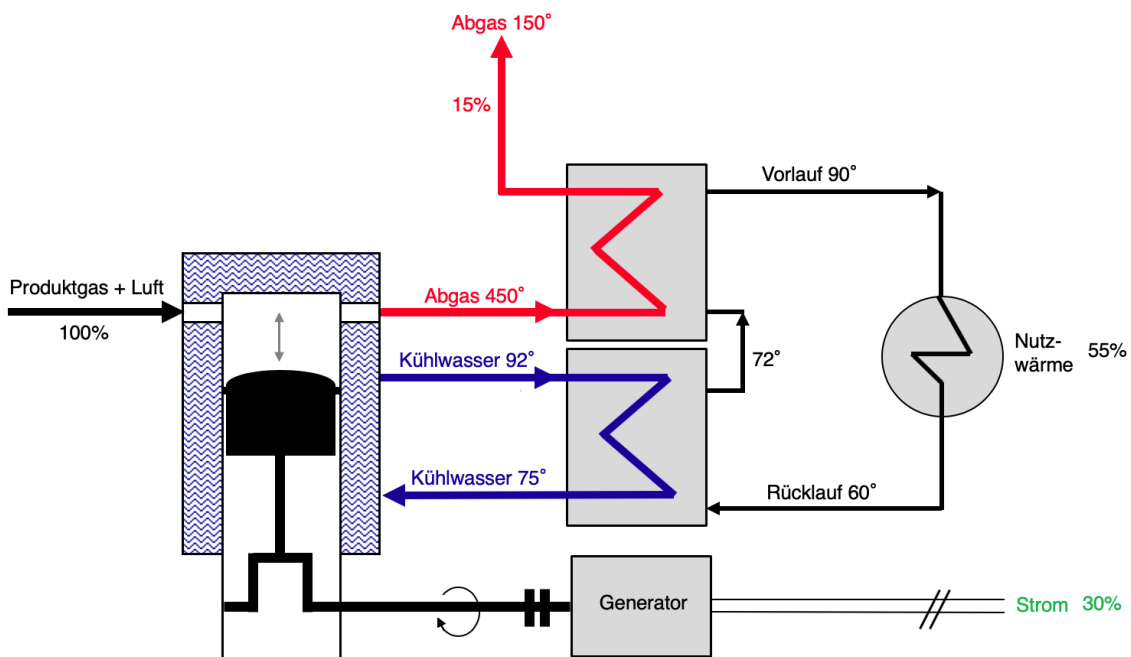


Bild 2 Prinzipschema der Wärme-Kraft-Kopplung am Beispiel eines Verbrennungsmotors [6]. Die Zahlenwerte in Prozent beschreiben indikativ den Energiefluss.

In Deutschland und Österreich wird das Prinzip als Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) bezeichnet. Dies wird der Tatsache gerecht, dass die Umwandlungsprozesse primär der Erzeugung mechanischer Energie dienen, im Prozess aber systembedingt über 50 % der zugeführten Energie als Wärme anfällt. Durch Nutzung eines Teils dieser Prozessabwärme wird diese zu Nutzwärme und die von der Anlage an die Umgebung abgeführte Abwärme reduziert. Zur Wärme-Kraft-Kopplung kommen folgende Prozesse zum Einsatz:

1. Verbrennungskraftprozesse in Verbrennungskraftmaschinen mit interner Wärmezufuhr über offene Prozesse, bei denen der Treibstoff in der arbeitsleistenden Maschine verbrannt wird:
  - Verbrennungsmotoren mit Otto-Prozess (z.B. Benzin oder Erdgas)
  - Verbrennungsmotoren mit Diesel-Prozess
  - Gasturbinen (offene Gasturbine nach dem Joule-Prozess).
2. Wärmekraftprozesse in Wärmekraftmaschinen (WKM) mit externer Wärmezufuhr über geschlossene Prozesse, bei denen der Treibstoff nicht in Kontakt mit der Arbeitsmaschine kommt:
  - in einem Rankine-Prozess mit Phasenwechsel:
    - Dampfkraftanlagen mit Dampfturbinen oder Dampfmaschinen (mit Wasser bzw. Wasserdampf)
    - Organic-Rankine-Cycle (ORC, mit einem organischen Medium)
  - mit einem gasförmigen Medium ohne Phasenwechsel:
    - Stirlingmotoren
    - geschlossene Gasturbinenprozesse (z.B. Heissluftturbinen).
3. Brennstoffzellen.

Anlagen mit Festbettvergäsern werden meist zum Antrieb von Gasmotoren im Bereich zwischen 20 kW<sub>el</sub> und 1 MW<sub>el</sub> ausgeführt, wobei teilweise mehrere Holzvergäser zum Antrieb eines Motors eingesetzt werden, wie dies etwa bei der Holzvergasungsanlage in Stans der Fall ist. Für deutlich grössere Leistungen kommen auch offene Gasturbinen zum Einsatz, wobei für die Vergasung dann Wirbelschichtreaktoren zum Einsatz kommen und die Vergasung zum Teil unter Druck erfolgt. Entsprechende Anlagen wurden aber bis anhin nur als Demonstrationsanlagen ausgeführt (Beispiel Värnamö, Schweden).

In thermischen Kraftwerken mit Kohle kommen vor allem Dampfturbinen von mehreren 100 MW<sub>el</sub> Leistung zum Einsatz, wobei die Wärme in vielen Fällen nicht oder nur teilweise genutzt (sogenannt ausgekoppelt) wird. Biomassekraftwerke verfügen über die gleiche Technik, werden aber vorwiegend im Leistungsbereich von 5 MW<sub>el</sub> bis 100 MW<sub>el</sub> (vereinzelt auch ab 1 MW<sub>el</sub>) ausgeführt, was zu niedrigeren elektrischen Wirkungsgraden von meist unter 25 % führt. Diese Anlagen werden deshalb oft im WKK-Modus ausgeführt und dann auch als Heizkraftwerke bezeichnet. In der Schweiz betrifft dies zum Beispiel das Holzheizkraftwerk Zürich-Aubugg mit 11 MW elektrischer Leistung und 28 MW Wärmeauskopplung.

Im Leistungsbereich zwischen 200 kW<sub>el</sub> und 2 MW<sub>el</sub> kommen auch Anlagen mit ORC-Modulen zum Einsatz. Diese erreichen im betrachteten Leistungsbereich einen elektrischen Wirkungsgrad von rund 15 %.

Im Leistungsbereich unter 100 kW<sub>el</sub> ist der Einsatz von Stirlingmotoren potenziell interessant, wobei die Wärme in einer Feuerung oder in einer mit dem Produktgas aus einem Holzvergaser betriebenen Feuerung erzeugt wird. Entsprechende Technologien wurden in Europa bis zur Einsatzreife entwickelt, aber nicht kommerziell umgesetzt.

Der vorliegende Bericht beschränkt sich im Weiteren im Falle der Stromerzeugung auf Anlagen mit Nutzung des Gases in Verbrennungsmotoren im Leistungsbereich von ungefähr 20 kW<sub>el</sub> bis 2 MW<sub>el</sub>. Dies entspricht einer für die Einteilung nach LRV bei bestimmten Kategorien zu bewertenden **zugeführten Brennstoffleistung** von ungefähr **50 kW bis 6 MW**. Dazu werden Motoren nach dem Otto-Prozess (z.B. Benzin oder Erdgas) und Diesel-Prozess eingesetzt.

Ein **Blockheizkraftwerk (BHKW)** ist eine modular aufgebaute Anlage zur dezentralen Produktion von elektrischem Strom und Nutzwärme [7]. BHKW sind eine Untergruppe der WKK-Anlagen und der Begriff wird in Deutschland für Anlagen kleiner 100 MW<sub>el</sub> verwendet. In der Schweiz wird der Begriff meistens für WKK-Anwendungen mit einem Verbrennungsmotor mit Leistungen unter 2 MW<sub>el</sub> verwendet, während Anlagen mit Dampfturbinen als Kraftwerke oder Heizkraftwerke bezeichnet werden.

**Organic Rankine Cycle (ORC)** ist ein Prozess, in dem als Arbeitsmedium im Rankine-Prozess mit Phasenwechsel anstelle von Wasser ein organisches Fluid verwendet wird. Als Arbeitsmaschine zur Krafterzeugung kommt meist eine Dampfturbine zum Einsatz. Da die Verdampfung im ORC-Prozess bei tieferer Temperatur als im Wasserdampfprozess erfolgt, kann der ORC-Teil über einen mit einem Wärmeträgeröl betriebenen Sekundärkreis beheizt werden. Dadurch kann die Komplexität des Feuerungsteils reduziert und der ORC-Teil als unabhängiges, hermetisch geschlossenes Modul ausgeführt werden. ORC-Anlagen kommen deshalb im Leistungsbereich unter demjenigen typischer Dampfkraftwerke zum Einsatz. Nebst dem Einsatz nach einer Feuerung können ORC-Module auch zur Abwärmenutzung nach einem Gasmotor dienen. In dem Fall wird die Anlage dadurch zu einem **Kombiprozess**, bei dem einer Verbrennungskraftmaschine eine Wärmekraftmaschine nachgeschaltet wird.

## 4 Emissionsgrenzwerte der Luftreinhalte-Verordnung

Alle Holz- und Biomassevergaser verfügen über einen Konversionsreaktor zur Herstellung von Produktgas. Tabelle 1 zeigt die Kriterien für die Zuteilung einer Anlage zu einer bestimmten Kategorie nach LRV und somit der geltenden Emissionsgrenzwerte (EGW) aufgrund des Einsatzzweckes des Produktgases. Für die Einteilung der Anlage nach LRV wird unterschieden, ob die Nutzung des Produktgases in einer Feuerung<sup>2</sup> oder in einem Gasmotor erfolgt<sup>3</sup>.

Tabelle 1 Unterscheidungen der LRV zwischen Anlagentypen und Brennstoff zur Festlegung des EGW.

Beschreibung	Restholz	naturbelassenes Holz & unbehandeltes Altholz	restliche feste Biomasse
Definition nach LRV	Holzbrennstoffe Anhang 5 Ziffer 31 Absatz 1 Buchstabe c oder d Ziffer 2	Holzbrennstoffe Anhang 5 Ziffer 31 Absatz 1 Buchstabe a, b oder d Ziffer 1	Biogene Abfälle und Erzeugnisse der Landwirtschaft Anhang 2 Ziffer 74
Feuerung	Holzfeuerungen: Anhang 3 Ziffer 52		Biogene Abfälle und Erzeugnisse der Landwirtschaft: Anhang 2 Ziffer 742
Gasmotor	nicht zulässig: Anhang 5 Ziffer 41 <sup>4</sup>	Stationäre Verbrennungsmotoren: Anhang 2 Ziffer 82	

<sup>2</sup> Wird auch als Feuerraum oder Brennkammer bezeichnet.

<sup>3</sup> Die Art der Abwärmenutzung ist für die Einteilung nach LRV irrelevant. Somit ist in allen Fällen auch der Antrieb einer Wärmekraftmaschine zum Beispiel mittels ORC-Modul zur Krafterzeugung möglich, womit auch eine Anlage mit Nutzung des Gases in einer Feuerung zu einer WKK-Anlage wird.

<sup>4</sup> LRV Anhang 2 Ziffer 822: Stationäre Verbrennungsmotoren dürfen nur mit Gasbrenn- und Gastreibstoffen nach Anhang 5 Ziffer 41 Absatz 1 oder mit flüssigen Brenn- und Treibstoffen nach Anhang 5 betrieben werden, mit Ausnahme von Heizöl «Mittel» und «Schwer». Dabei gilt: Anhang 5 Ziffer 41 Absatz 1 Buchstabe d: Erdgas, Erdölgas oder Stadtgas ähnliche Gase wie Biogas, Gas aus der Vergasung von Holzbrennstoffen nach Ziffer 31 Absatz 1 Buchstabe a, b oder d Ziffer 1 oder Klärgase.

Tabelle 2 zeigt die EGW für die in Tabelle 1 beschriebenen Kategorien. Die Nutzung des Produktgases in einem Gasmotor ist für die Kategorien naturbelassenes Holz, unbehandeltes Altholz und restliche feste Biomasse aus Tabelle 1 zulässig. Für diese Anwendung gelten die EGW für stationäre Verbrennungsmotoren. Diese sind deutlich strenger in Bezug auf NO<sub>x</sub> und Feststoff als für Anlagen mit Feuerung. Ab einer Feuerungswärmeleistung (FWL) von 500 kW sind für Gasmotoren auch die CO-Grenzwerte strenger, während der CO-Grenzwert für Gasmotoren bis 500 kW nur geringfügig höher ist als für Anlagen mit Feuerung. Gasfackeln werden bei Anlagen mit Gasmotor für den Notbetrieb installiert (Kapitel 5.6). Für sie existieren keine spezifischen EGW und deren Emissionen müssen in der Regel auch nicht gemessen werden.

Bei Anlagen mit Entstickung (DeNO<sub>x</sub>) unter Verwendung von einem Reduktionsmittel muss zudem der EGW für Ammoniak von 30 mg/m<sup>3</sup> eingehalten werden. Durch die Normierung auf die jeweilige Bezugs O<sub>2</sub>-Konzentration ist auch dieser EGW für Gasmotoren strenger als für Feuerungen (Tabelle 2).

Die FWL bezeichnet nach Anhang 1 Ziffer 24 LRV die Wärmeenergie, die einer Anlage pro Zeiteinheit maximal zugeführt werden kann und sie wird aus der zuführbaren Brennstoffmenge und dem Heizwert berechnet.

Daneben ist zu beachten, dass in den hier zu beurteilenden Anlagen zur Vergasung, Pyrolyse oder Verkohlung von Biomasse oft ein Teil der Wärme zur Brennstofftrocknung genutzt wird. Für die Abluft der Brennstofftrocknung gilt der allgemeine EGW für Feststoffe nach Anhang 1 Ziffer 41 LRV von 20 mg/m<sup>3</sup> ab einem Massenstrom von 200 g/h. Für organische gas-, dampf- oder partikelförmige Stoffe gelten die vom Massenstrom abhängigen Grenzwerte nach Anhang 1 Ziffer 7 LRV. Eine potenzielle Überschreitung entsprechender Massenströme ist im Einzelfall zu prüfen. Bei den hier betrachteten Anlagengrößen ist jedoch davon auszugehen, dass diese in der Regel nicht überschritten werden. Weiter können auch bei der Abfüllung von Pflanzenkohle Staubemissionen entstehen. Auch für diese gilt der allgemeine Grenzwert für Feststoff nach Anhang 1 LRV.

Aufgrund kantonaler Massnahmenpläne können verschärfte EGW gelten. Im kantonalen Vollzug wird aber teilweise auch auf eine Unterscheidung nach Tabelle 1 verzichtet und auch für Anlagen mit Gasmotor ermöglicht, dass anstelle der EGW für Gasmotoren diejenigen für Gasnutzungen in einer Feuerung gelten. Damit wird in Bezug auf NO<sub>x</sub> und Feststoffe eine Vereinheitlichung mit Holzfeuerungen gewährleistet.

Unterschiede bei den Emissionen in der Praxis werden in Kapitel 6 beschrieben.

Tabelle 2 Links: Emissionsgrenzwerte (EGW) aufgeteilt nach Anlagen mit Feuerung oder Gasmotor. Anlagen mit Feuerung sind zusätzlich aufgeteilt nach Brennstoff gemäss Anhang 2 und Anhang 3 LRV. Der Emissionsgrenzwert für VOC gilt ab einer Feuerungswärmeleistung von 10 MW gemäss Anhang 3 Ziffer 522 LRV. Rechts: EGW zum Vergleich zwischen den Kategorien umgerechnet auf eine gemeinsame O<sub>2</sub>-Bezugsgrösse von 13 Vol.-%.

a) NO<sub>x</sub>-Grenzwert gilt gemäss LRV ab einem Massenstrom von 2'500 g/h. Gemäss Kapitel 13 der Emissions-Messempfehlung des BAFU muss der Massenstrom jedoch nicht berechnet werden, sondern die NO<sub>x</sub>-Konzentration bei Holzfeuerungen > 3 MW und bei Altholzfeuerungen > 1 MW gemessen werden [14].

Gasnutzung	LRV-Kategorie	Emissionsgrenzwerte nach LRV					Umrechnung auf Bezugs-O <sub>2</sub> von 13 Vol.-%			
		O <sub>2</sub> Bezug [Vol.-%]	CO [mg/m <sup>3</sup> ]	NO <sub>x</sub> [mg/m <sup>3</sup> ]	Feststoff [mg/m <sup>3</sup> ]	NH <sub>3</sub> [mg/m <sup>3</sup> ]	CO bezogen auf 13 Vol.-% O <sub>2</sub> [mg/m <sup>3</sup> ]	NO <sub>x</sub> bezogen auf 13 Vol.-% O <sub>2</sub> [mg/m <sup>3</sup> ]	Feststoff bezogen auf 13 Vol.-% O <sub>2</sub> [mg/m <sup>3</sup> ]	NH <sub>3</sub> bezogen auf 13 Vol.-% O <sub>2</sub> [mg/m <sup>3</sup> ]
Feuerung	Holzfeuerungen: Anhang 3 Ziffer 52 LRV									
	70 kW – 500 kW	13	500	–	50	–	500	–	50	–
	500 kW – 1 MW	13	500	–	20	–	500	–	20	–
	1 MW – 10 MW	11	250	(250) <sup>a)</sup>	20	(30)	200	(200) <sup>a)</sup>	16	24
	Biogene Abfälle und Erzeugnisse der Landwirtschaft: Anhang 2 Ziffer 74 LRV									
	70 kW – 500 kW	13	500	–	20	–	500	–	20	–
	500 kW – 1 MW	13	500	–	20	–	500	–	20	–
	1 MW – 10 MW	11	250	(250) <sup>a)</sup>	20	(30)	200	(200) <sup>a)</sup>	16	(24)
Gasmotor	Stationäre Verbrennungsmotoren: Anhang 2 Ziffer 82 LRV									
	< 100 kW	5	1300	400	10	30	650	200	5	15
	100 kW – 1 MW	5	650	250	10	30	325	125	5	15
	1 MW – 10 MW	5	300	100	10	30	150	50	5	15

## 5 Anlagen

### 5.1 Kategorisierung

Bei der hier betrachteten Leistungsgrösse von Anlagen zur Vergasung, Pyrolyse oder Verkohlung von Biomasse können anhand ihres Einsatzzwecks drei typische Anlagenkategorien unterschieden werden (Tabelle 3). Bei Anlagen zur Herstellung von Pflanzenkohle ist zudem zwischen Anlagen mit Feuerung und solchen mit Gasmotor zu unterscheiden. Die prozentuale Aufteilung der Produkte aus dem Brennstoff ist abhängig von der Art und der Betriebsweise des Reaktors.

Tabelle 3 Kategorisierung von Holz- und Biomassevergasern anhand ihres Einsatzzwecks und der dabei entstehenden Produkte. Die prozentualen Angaben zu den Produkten beziehen sich auf den Energieanteil bezogen auf den Brennstoff und sind Richtwerte, welche produktspezifisch stark abweichen können. Für Pflanzenkohle, Pyrolyseöl und elektrischen Strom sind technisch erreichbare Obergrenzen angegeben. Pflanzenkohle und Pyrolyseöl können auch als unerwünschte Nebenprodukte anfallen. Zum Vergleich sind auch die Kennwerte einer Holzfeuerung mit Kessel aufgeführt. Angenommen wurde, dass alle Anlagentypen einen Gesamtwirkungsgrad von rund 85 % erreichen.

<sup>a)</sup> In der Pflanzenkohle ist die mineralische Asche des Brennstoffs enthalten, dieser Anteil liegt bei Holz bei rund 1 – 2 Gew.-%, bei anderer Biomasse kann er bis zu mehr als 5 Gew.-% betragen.

<sup>b)</sup> Reste von Koks und Pyrolyseöl können in der Gasreinigung anfallen und müssen in der Regel entsorgt oder z.B. bei Zweibett-Wirbelschichtverfahren verbrannt werden.

<sup>c)</sup> Asche enthält geringe Anteile an Kohle. Die Asche wird in der Regel auf einer Deponie abgelagert, wobei der Kohlenstoffgehalt für die Deponierung limitiert wird.

Anlagentyp	Gasnutzung	Beispiel	Energieanteil der Produkte			
			Nutzwärme	Pflanzenkohle <sup>a)</sup>	Pyrolyseöl	Strom
Pflanzenkohle	Feuerung	Bild 3	50 %	35 %	–	–
	Gasmotor	Bild 4	25 %	30 %	< 1 % <sup>b)</sup>	30 %
Vergaser-BHKW	Gasmotor	Bild 4	45 %	2 – 10 % <sup>b)</sup>	< 1 % <sup>b)</sup>	35 %
Pyrolyse	Feuerung	Bild 5	20 %	10 %	55 %	–
Automatische Holzfeuerung mit Kessel			85 %	– <sup>c)</sup>	–	–

Bei allen Anlagekategorien entsteht Wärme, die mit Wärmeüberträgern (auch als Wärmetauscher bezeichnet) genutzt werden kann. Ein Teil davon wird oft zur Beheizung des Reaktors und zur Trocknung des Brennstoffs genutzt und fällt damit nicht als Nutzwärme an (Kapitel 3.1 und Bild 3). Der nicht prozessintern verwendete Anteil an Wärme kann als Nutzwärme verwendet werden, sofern die Anlage wärmegeführt betrieben wird.

Pflanzenkohle entsteht ebenfalls bei allen Anlagekategorien. Bei BHKW ist sie in der Regel jedoch ein unerwünschtes Abfallprodukt, das entsorgt werden muss.

Das Produktgas eines Biomassevergasers hat einen Heizwert von rund 1.2 kWh/m<sup>3</sup> bis 1.5 kWh/m<sup>3</sup> [8] und somit deutlich weniger als Biogas mit 5 kWh/m<sup>3</sup> bis 7.5 kWh/m<sup>3</sup> [9]. Das Produktgas kann entweder

in einer Feuerung oder in einem Gasmotor zur Produktion von elektrischem Strom verwendet werden (Bild 4). Gasmotoren werden sowohl in BHKW als auch in Anlagen zur Produktion von Pflanzenkohle eingesetzt. Strom kann aber auch oder zusätzlich in einem ORC-Modul aus der Abgaswärme produziert werden (Bild 3). Pyrolyseöl fällt bei den meisten kommerziellen Anlagen als Abfallprodukt<sup>5</sup> an und ist nur in Pyrolyseanlagen ein separat nutzbares Hauptprodukt (Bild 5).

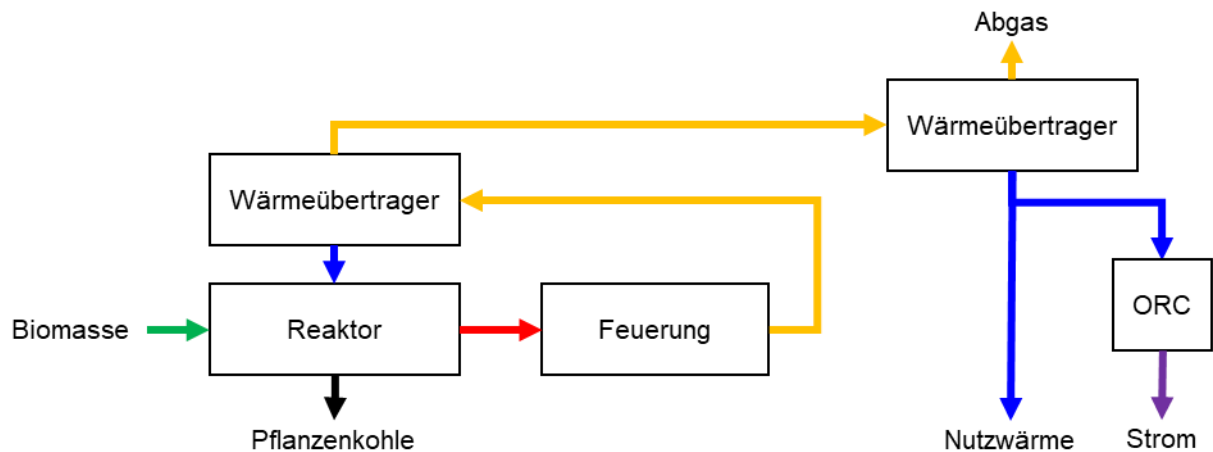


Bild 3 Anlage zur Herstellung von Pflanzenkohle mit Verbrennung des Produktgases (rot) in einer Feuerung. Mit einem Teil der Abgaswärme wird der Reaktor beheizt. Die restliche Wärme kann für Heizzwecke oder zur Stromproduktion in einer ORC-Anlage verwendet werden.

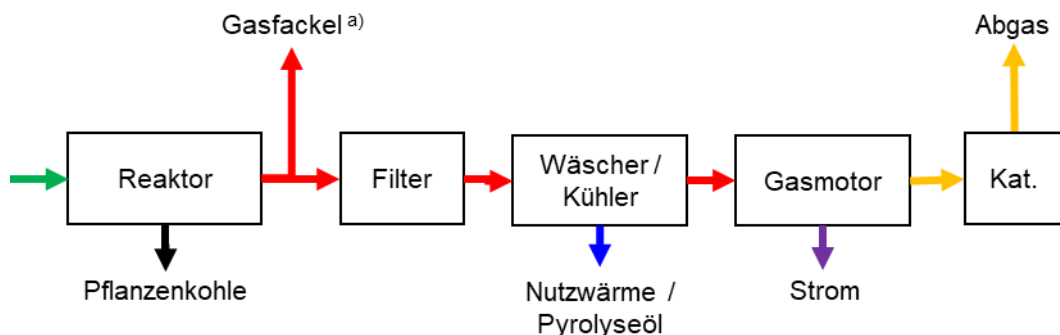


Bild 4 BHKW oder Anlage zur Herstellung von Pflanzenkohle mit Gasaufbereitung und Gasmotor. Zum Betrieb des Gasmotors muss das Produktgas nach dem Reaktor gefiltert und auf Umgebungstemperatur abgekühlt werden. Der Reaktor wird in der Regel durch im Reaktor freigesetzte Wärme beheizt (autotherm). Nach dem Gasmotor ist oft der Einsatz eines Katalysators (Kat.) notwendig. Zum Einsatz kommen zum Beispiel Oxi-Katalysatoren, sofern die geltenden NO<sub>x</sub>-Grenzwerte durch Primärmaßnahmen (Magermotor) eingehalten werden können. Zur Einhaltung niedriger NO<sub>x</sub>-Grenzwerte ist jedoch der Einsatz von Sekundärmaßnahmen zur NO<sub>x</sub>-Minderung zum Beispiel durch SCR-Technik erforderlich. Anlagen mit Dreiweg-Katalysatoren, die in der Regel eine Lambda-Regelung mit knapp unterstöchiometrischem Betrieb voraussetzen, sind dagegen nicht bekannt. Während Phasen, in denen das Produktgas nicht im Gasmotor verbrannt werden kann, muss es über eine Gasfackel verbrannt werden.

<sup>a)</sup> Eine Gasfackel muss als zweiter Verbraucher vorhanden sein (siehe Kapitel 5.6).

<sup>5</sup> Als Abfallprodukt fallen kondensierte Teere, Wasser und darin gelöste Stoffe wie z.B. Ammoniak an. In der Regel fallen weniger als 0.1 Gew.-% kondensierte Teere bezogen auf den Brennstoffinput an.



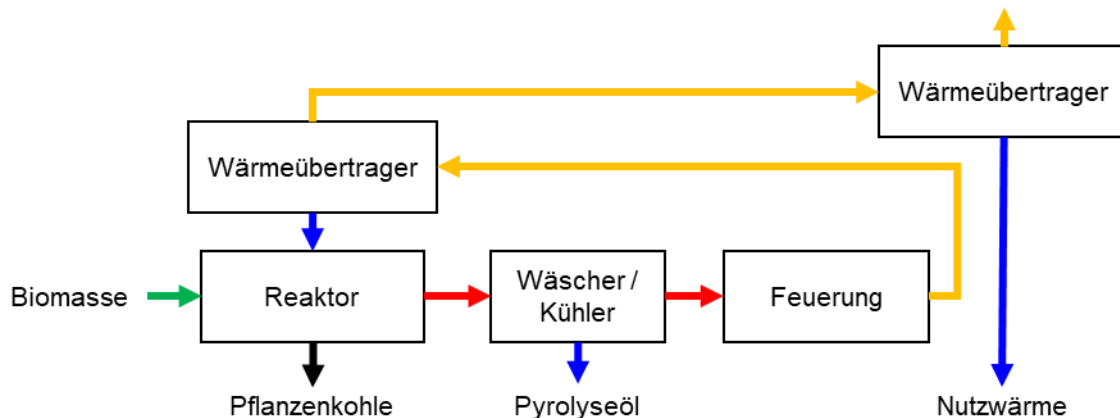


Bild 5 Anlage zur Herstellung von Pflanzenkohle und Pyrolyseöl. Nach dem Reaktor wird das Gas schlagartig gekühlt und das dabei kondensierte Pyrolyseöl in einem Wäscher oder Kühler aus dem Produktgas (rot) abgeschieden. Das Produktgas wird danach in einer Feuerung verbrannt. Mit einem Teil der Abgaswärme wird der Reaktor beheizt.

## 5.2 Konversionsreaktor

Bezüglich Anforderungen an Brennstoff und Betrieb von Festbettvergäsern sind unter den Reaktoren die Verfahren der Gegenstrom- und Gleichstromvergaser zu unterscheiden (Bild 1 in Kapitel 3.1.2). Nebst diesen zwei Prinzipien existiert eine Vielzahl von Bauformen, die teilweise als Sonderformen eines der genannten Verfahren betrachtet werden können oder die Ähnlichkeit zu den in grosstechnischen Anwendungen eingesetzten Wirbelschichtverfahren aufweisen [10].

**Gegenstromvergaser** können mit feuchtem Brennstoff betrieben werden und sind relativ tolerant bezüglich Stückigkeit. Demgegenüber weist das Produktgas hohe Teergehalte auf, sodass die Gasreinigung für motorische Anwendungen aufwändig wird. Gegenstromvergaser werden deshalb meist nur in grossen Anlagen, wie zum Beispiel in der Anlage in Puidoux, eingesetzt.

In **Gleichstromvergäsern** strömt das Produktgas vor dem Austritt durch eine glühende heisse Holzkohleschicht (die Reduktionsschicht), in der die Teerverbindungen abgebaut werden. Da damit niedrige Teergehalte im Produktgas erzielt werden können, werden für motorische Anwendungen meist Gleichstromvergaser eingesetzt. Demgegenüber sind bei Gleichstromvergäsern die Anforderungen an die Stückigkeit und Schüttdichte des Brennstoffs höher und sie können in der Regel nur mit trockenem Brennstoff betrieben werden. Bei ungeeigneten Brennstoffen besteht die Gefahr von Brücken- oder Kanalbildung, wodurch die Leistung einbricht und der Betrieb dann ebenfalls zu hohen Teergehalten führt.

Bei Anwendungen zur Pflanzenkohleproduktion beeinflusst der Aufbau des Reaktors auch die Qualität und Menge der Pflanzenkohle (Kapitel 3.1). Abhängig von den angestrebten Produkten wird die Umsetzung des Kohlenstoffs zu Produktgas maximiert oder minimiert, wobei auch der Zusammensetzung und Verteilung der organischen Verbindungen eine besondere Rolle zukommt. Während bei motorischen Anwendungen ein hoher Teergehalt im Produktgas unerwünscht ist, ist bei Pflanzenkohle ein hoher Gehalt an Teer und organischen Verbindungen in der Pflanzenkohle unerwünscht. Sofern das Produktgas aus einer Verkohlungsanlage motorisch genutzt werden soll, ist Teer in beiden Fraktionen unerwünscht.

Um Festbettreaktoren zu starten, werden sie in der Regel mit Pflanzkohle befüllt und mit Hilfsenergie aufgeheizt. Dazu kann Holzkohle zugekauft oder Pflanzkohle aus dem vorhergehenden Betrieb verwendet werden.

### **5.3 Anlagen mit Feuerung**

Das Produktgas aus dem Konversionsreaktor wird bei diesen Anwendungen in einer nachgeschalteten Feuerung mit Luft verbrannt (Bild 3). Dazu muss das Produktgas nicht oder nicht zwingend gereinigt werden. Hohe Gehalte an Teer und Partikeln können aber in Rohrleitungen oder im Brenner zu Ablagerungen führen. Die in der Feuerung freigesetzte Wärme wird in der Regel ganz oder teilweise zur Beheizung des Reaktors verwendet, während Überschusswärme zu Heizzwecken genutzt werden kann. Infrage käme auch der Antrieb eines ORC-Moduls, was allerdings nur geringe elektrische Wirkungsgrade ermöglicht.

### **5.4 Anlagen mit Gasmotor**

Das Produktgas aus dem Reaktor wird in einem nachgeschalteten Gasmotor verbrannt. Im Fall eines BHKW ist der Strom das Hauptprodukt, bei Pflanzkohle-Anlagen ist der erzeugte Strom dagegen ein Koppelprodukt (Tabelle 3). Für den Betrieb von Gasmotoren müssen die Konzentration von Feststoffen und Teer im Produktgas möglichst tief und das Gas kalt sein. Das Gas wird dazu meist in einem Filter und einem Wäscher oder Kondensator gereinigt und nahezu auf Umgebungstemperatur abgekühlt (siehe auch Kapitel 5.7).

Wenn die Qualität des Produktgases den Anforderungen zum Betrieb eines Gasmotors nicht genügt oder der Motor temporär nicht verfügbar ist, muss das Produktgas über eine Gasfackel abgeführt werden (siehe auch Kapitel 5.6). Dies ist zum Beispiel während des Anfahrens der Anlage der Fall und es kann auch bei Störungen an Filteranlage oder Gasmotor notwendig sein. Die Gasfackel wird aber auch bei kurzen Wartungsarbeiten am Gasmotor genutzt.

### **5.5 Anlagen zur Gewinnung von Pyrolyseöl**

Wenn Pyrolyseöl gewonnen werden soll, muss das Produktgas vor dem Brenner gekühlt und das Kondensat abgeführt werden (Bild 5). Das Kondensat (erwünschtes Pyrolyseöl oder unerwünschtes Kondensat in den anderen Fällen) enthält nebst dem organischen Anteil auch Wasser. Da die Wassermenge mit zunehmendem Wassergehalt im Brennstoff steigt, ist die Verwendung von trockenem Brennstoff notwendig oder vorteilhaft.

## 5.6 Betriebssicherheit und Gasfackel

Das Produktgas des Konversionsreaktors ist brennbar und in Mischung mit Luft explosionsfähig. Deshalb werden erhöhte Anforderungen an die Betriebssicherheit gestellt und Hersteller müssen eine Risikoanalyse vorweisen. Der Schweizerische Verein des Gas- und Wasserfaches (SVGW) hat für den Betrieb von Biogasanlagen Richtlinien publiziert [11]. Zudem überwacht das vom SVGW geführte technische Inspektorat des Schweizerischen Gasfaches (TISG) die einheitliche Anwendung von Sicherheitsgrundsätzen bei allen Gasanwendungen. Da sich das TISG bei der Prüfung von Anlagen zur Vergasung von Holz und Biomasse an Richtlinien für Biogasanlagen orientiert, sind diese als verbindlich zu erachten. Daneben hat die SUVA ein Merkblatt für den sicheren Betrieb von Biogasanlagen publiziert, um Berufsunfälle zu verhindern [12].

Beide Richtlinien verlangen für mit Biogas betriebene Blockheizkraftwerke eine Gasfackel oder eine andere alternative Gasverwertungseinrichtung, die im Bedarfsfall das gesamte Produktgas verbrennen kann. Das SVGW-Merkblatt verlangt einen zweiten Verbraucher ab einer Gasproduktion von 20 m<sup>3</sup>/h, was einer Feuerungswärmeleistung von rund 30 kW entspricht. Das SUVA-Merkblatt enthält Vorgaben zur Aufstellung und Flammenüberwachung der Gasfackel. Wie in Kapitel 5.4 beschrieben, verfügen Anlagen mit Gasmotor in der Regel über eine Gasfackel, bei Anlagen mit Feuerung ist dagegen üblicherweise keine Gasfackel installiert.

Eine Gasfackel muss gemäss SUVA-Merkblatt eine Flammenüberwachung aufweisen, um Berufsunfälle zu verhindern. Eine Flammenüberwachung kann auch dazu genutzt werden, die zum Vollzug der LRV notwendigen Betriebsstunden der Gasfackel zu erfassen. Dies ist erforderlich, da gemäss Anhang 3 Ziffer 22 Absatz a LRV bei Feuerungen mit weniger als 100 Betriebsstunden pro Jahr keine Emissionsmessung durchgeführt werden muss. Dies wird üblicherweise für Notheizungen angewendet. Damit kann aber auch der Betrieb von Gasfackeln während maximal 100 Stunden pro Jahr ohne Emissionsmessung als zulässig betrachtet werden.

## 5.7 Produktgasreinigung

Für den Betrieb von Gasmotoren müssen die Konzentration von Feststoffen und Teer im Produktgas tief und das Gas kalt sein. Daher ist in der Regel eine Gasreinigung notwendig. Dazu werden folgende Verfahren eingesetzt:

- Heissgasfilter (z.B. Gewebe- oder Keramikfilter) zur Abscheidung von Feststoffen
- Nasswäscher oder Kondensator zur Reduktion von Teer und Abkühlung des Gases (teilweise mit gleichzeitiger Abscheidung von Schadgasen wie z.B. Ammoniak)
- Nass-Elektroabscheider zur Reduktion von Feststoff, Teer und Abkühlung des Gases. Diese werden in der Regel nur in grösseren Anlagen eingesetzt.

Da bei Abkühlung unter den Abgastaupunkt Kondensat anfällt, muss dieses vor Ort zur Einleitung in einen Vorfluter aufbereitet oder gesammelt und periodisch entsorgt werden. Daneben existieren bei grösseren Anlagen auch Konzepte, in denen das Kondensat prozessintern verbrannt und ein nach aussen abwasserloser Betrieb ermöglicht wird.

Bei Anlagen, in denen das Produktgas in einer Feuerung verbrannt wird, ist meist keine Produktgasreinigung notwendig, da die Feuerungen robuster aufgebaut sind.

## 5.8 Stickoxidminderung

Bei Temperaturen konventioneller Holzfeuerungen stammen die Stickoxide im Abgas vorwiegend aus dem im Brennstoff gebundenen Stickstoff, während thermische Stickoxide nur von untergeordneter Bedeutung sind [15]. Auch bei Verbrennung von Produktgas in Feuerungen und Gasmotoren entstehen Stickoxide hauptsächlich aus dem im Brennstoff gebundenen Stickstoff.

Bei Verfahren, die ein Produktgas erzeugen, kommt als Massnahme zur NO<sub>x</sub>-Vermeidung eine Abscheidung des im Brennstoff gebundenen Stickstoffs aus dem Produktgas vor der Feuerung oder dem Gasmotor infrage. Dazu kann der aus der Vergasung oder Pyrolyse in Form von wasserlöslichem Ammoniak (NH<sub>3</sub>) vorliegende Stickstoff in einem Wäscher abgeschieden werden. Alternativ oder ergänzend dazu kommen Low-NO<sub>x</sub>-Konzepte zur Verbrennung des Produktgases in Brennern oder in Motoren zum Einsatz. In Holzfeuerungen wird dazu Luftstufung und Abgasrezirkulation angewendet [16]. Im Prinzip ist damit eine NO<sub>x</sub>-Reduktion von 50 % bis 75 % möglich, in der Praxis wird jedoch meist eine Reduktion von 20 % bis 25 % erzielt (Bild 6, Kapitel 6.5) [10]. Noch tiefere NO<sub>x</sub>-Emissionen für Feuerungen verspricht das Prinzip der FLOX-Brenner mit weitgehend flammenloser Verbrennung [17]. In Gasmotoren kommt dagegen nebst Abgasrezirkulation auch ein magerer Betrieb (also ein Betrieb mit hohem Luftüberschuss) sowie die Gemischbildung in Vorkammern zum Einsatz. Wenn diese Massnahmen nicht ausreichen oder deren Einsatz zu aufwändig wird, können die NO<sub>x</sub>-Emissionen mit Sekundärmassnahmen (Entstickung bzw. DeNO<sub>x</sub>-Verfahren) reduziert werden [13].

**Drei-Wege-Katalysatoren** vermindern im Abgas von Ottomotoren NO<sub>x</sub> durch Reduktion zu N<sub>2</sub>, während unverbrannte gasförmige Verbindungen wie Kohlenmonoxid (CO) und flüchtige organische Verbindungen (VOC) oxidiert werden. Voraussetzung ist der Betrieb bei einer knapp unterstöchiometrischen Luftüberschusszahl  $\lambda$  von 1 bzw. knapp unter 1. Bei Holz- und Biomassevergasern kommt in der Regel jedoch ein Betrieb als Magermotor mit hoher Luftüberschusszahl zum Einsatz und daher sind bis anhin Anlagen mit Drei-Wege-Katalysatoren wenig verbreitet.

Zur Entstickung mit einem Reduktionsmittel im Abgas wird in der Regel eine wässrige Harnstofflösung (NH<sub>2</sub>CONH<sub>2</sub> + H<sub>2</sub>O) eingesetzt. Diese wird häufig auch als UREA und Carbamin oder mit Bezug zu Dieselmotoren mit dem Handelsnamen AdBlue bezeichnet. Neben rund 30 % Harnstoff können diese Reduktionsmittel noch weitere Inhaltsstoffe wie zum Beispiel Belagsminderer enthalten. Selten wird auch in Wasser gelöster Ammoniak (NH<sub>3</sub>) eingesetzt, welcher jedoch giftig ist und deshalb die Handhabung erschwert. Bei einer vollständigen Reaktion wird mit 1 mol Stickstoff im Reduktionsmittel 1 mol Stickstoff als NO<sub>x</sub> im Abgas reduziert, was als Molverhältnis von 1 definiert wird. Da nicht sämtliches Reduktionsmittel mit NO<sub>x</sub> reagiert, wird in der Regel Reduktionsmittel im Überschuss, also mit einem Molverhältnis grösser 1 zugeführt. Wenn das Molverhältnis deutlich grösser als 1 ist, können jedoch unerwünschte Nebenprodukte wie Ammoniak (NH<sub>3</sub>), Lachgas (N<sub>2</sub>O) und Isocyanäure (HNCO) gebildet werden. Um diese Nebenprodukte zu verhindern muss für die DeNO<sub>x</sub> Anlagenregelung die NO<sub>x</sub>-Konzentration im Abgas in Echtzeit gemessen werden. Für die Entstickung mit Reduktionsmittel stehen zwei Verfahren zur Verfügung:

Bei der **selektiven katalytischen Reduktion (SCR)** wird NO<sub>x</sub> mit Harnstoff in einem Katalysator zu elementarem N<sub>2</sub> reduziert. Der Katalysator besteht aus Metall oder Keramik und ist als Platten- oder Wabenstruktur mit grosser Oberfläche aufgebaut. Das Material ist entweder selbst katalytisch oder es wird mit einem offenporigen katalytischen Material beschichtet. Das Reduktionsmittel (meist eine Harnstofflösung) wird vor dem Katalysator in das Abgas eingedüst. Der Harnstoff wird zersetzt und

reagiert bei der Durchströmung des Katalysators an dessen Oberfläche mit  $\text{NO}_x$  unter Bildung von  $\text{N}_2$ . Der optimale Temperaturbereich für die Reaktion liegt meist bei  $300\text{ °C}$  bis  $400\text{ °C}$ , SCR-Anlagen können jedoch bereits ab Temperaturen von  $180\text{ °C}$  eingesetzt werden. Zuviel eingedüster Harnstoff kann im Katalysator teilweise zwischengespeichert werden, so dass die Regelung der Eindüsmenge nur dem Mittelwert nachfahren muss. Im Vergleich zum Einsatz bei Dieselmotoren enthält das Abgas von Holz- und Biomassevergasern jedoch mineralische Komponenten welche bei hohen Temperaturen teilweise gasförmig und im Bereich des Katalysators grossteils als Feststoff vorliegen. Diese mineralischen Verbindungen bestehen zu einem erheblichen Teil aus Kaliumchlorid (KCl). Neben anderen Stoffen kann KCl den Katalysator deaktivieren, wenn er auf dessen Oberfläche abgelagert wird. Aus früheren Untersuchungen an Holzfeuerungen ist bekannt, dass dies selbst bei geringer Feinstaubkonzentration nach einem Gewebefilter möglich ist [18]. Deshalb kann auch bei Anlagen mit Gasmotor und effizienter Feinstaubabscheidung eine Deaktivierung eines nachgeschalteten Katalysators nicht ausgeschlossen werden. Die Deaktivierung kann aber oftmals nur aufgrund einer Emissionsmessung erkannt werden, sodass im Extremfall nur vor einer amtlichen Messung einzelne Katalysatorelemente ersetzt werden. Um die Funktionstüchtigkeit von SCR-Anlagen sicher zu stellen, sollte deshalb mindestens jährlich und abhängig von den Betriebsstunden eine Servicemessung durchgeführt und der Zustand der Katalysatorelemente dokumentiert werden. Die mit SCR erreichbare  $\text{NO}_x$ -Konzentration zeigt Bild 6 in Kapitel 6.5.

Bei der **selektiven nichtkatalytischen Reduktion (SNCR)** wird  $\text{NO}_x$  mit einem Reduktionsmittel (ebenfalls meist eine Harnstofflösung) im Gasstrom ohne Katalysator zu elementarem  $\text{N}_2$  reduziert. Für den Betrieb von SNCR-Anlagen ist eine Verweilzeit des Abgases in der Reaktionszone von rund 0.5 Sekunden bei einer Temperatur von typischerweise  $850\text{ °C}$  bis  $950\text{ °C}$  notwendig. Verbrennungsanlagen mit SNCR verfügen deshalb über eine im entsprechenden Temperaturbereich angeordnete Reduktionskammer, in welche die Harnstofflösung bedarfsgerecht eingedüst wird. Bei Anlagen mit Gasmotor kann dieses Verfahren deshalb nicht eingesetzt werden. Überschüssiges Reduktionsmittel kann in der Reaktionszone nicht wie im Katalysator gespeichert werden, sondern führt zu unerwünschten Nebenprodukten in Form von Ammoniak und allenfalls aus dem Reduktionsmittel gebildeten Reaktionsprodukten. Um dies zu verhindern, muss die Harnstoffeindüsung präzise geregelt werden. Mit SNCR lässt sich jedoch insbesondere Ammoniakslupf nicht vollständig verhindern. Um eine hohe  $\text{NO}_x$ -Reduktion bei gleichzeitig niedrigen Konzentrationen an unerwünschten Nebenprodukten ist der SNCR-Betrieb auf das optimale Temperaturfenster zu begrenzen und das Molverhältnis auf ungefähr 2 einzustellen [18]. Die mit SNCR erreichbare  $\text{NO}_x$ -Konzentration zeigt Bild 6 in Kapitel 6.5.

## 5.9 Brennstoffsortimente

Welches Brennstoffsortiment eingesetzt werden kann, hängt sowohl vom Konversionsreaktor als auch von der Betriebsbewilligung ab (Kapitel 4). Anlagen zur Produktion von Pflanzenkohle müssen in der Regel zusätzliche Vorgaben für das EBC-Zertifikat einhalten (Kapitel 3.2). Die meisten Anlagenhersteller führen zudem Positiv-Listen mit zulässigen Brennstoffsorimenten. Die Hersteller spezifizieren darin die Brennstoffart, den Wassergehalt und die Stückigkeit.

Für Anwendungen von Festbettvergasern liegen von seit dem Jahr 2000 realisierten BHKW umfangreiche Erfahrungen vor [19]. Am Beispiel der Vergasungsanlage in Stans gibt es auch Langzeiterfahrungen über mehr als zehn Jahre [20]. Die Erfahrungen mit Gleichstromvergasern zeigen, dass für einen zuverlässigen Anlagenbetrieb hohe Anforderungen an die Qualität und Homogenität des Brennstoffs verlangt werden. Einerseits wird für Gleichstromvergaser in der Regel trockener Brennstoff vorausgesetzt. Zudem werden meist ein bestimmtes Korngrössenspektrum und eine gewisse Mindestschüttdichte verlangt, um den Brennstofftransport im Reaktor zu gewährleisten und Brücken- sowie Kanalbildung zu vermeiden. Holzartige Brennstoffe bieten dazu gute Voraussetzungen, wobei allerdings je nach Sortiment meist mehrere der folgenden Aufbereitungsschritte erforderlich sind:

- Trocknung feuchter Brennstoffe
- Abtrennung von allfälligen Überlängen
- Abtrennung von allfälligem Feinmaterial
- Kompaktierung von Hobelspänen oder Sägemehl durch Pelletierung oder Brikettierung
- Zudem ist Verschlackung zu vermeiden, weshalb tiefe Ascheerweichungs- und Ascheschmelztemperaturen unerwünscht und der Aschegehalt begrenzt sind.

Die für Holz erwähnten Aufbereitungsschritte gelten auch für den Einsatz von festen biogenen Abfällen und Erzeugnissen der Landwirtschaft. Die meisten solcher Sortimente sind allerdings für den Einsatz in Vergasungsreaktoren weniger geeignet als holzartige Brennstoffe. Gründe dafür sind, zum Beispiel bei Stroh, die geringere Schüttdichte (was eine Kompaktierung voraussetzt) sowie der erhöhte Aschegehalt und die tieferen Ascheerweichungstemperaturen. Ebenfalls weniger gut geeignet als Holz sind zum Beispiel Siebrückstände von Kompostieranlagen. Für Pyrolyse- und Verkohlungsanlagen liegen im Vergleich dazu erst wenig dokumentierte Betriebserfahrungen vor, aber es ist davon auszugehen, dass auch in solchen Anlagen vorwiegend trockene Brennstoffe mit einer gewissen Mindestschüttdichte eingesetzt werden.

Demgegenüber dürfen Hofdünger sowie andere geruchsintensive Abfälle und Erzeugnisse in Anlagen zur Verbrennung von biogenen Abfällen und anderen landwirtschaftlichen Erzeugnissen nach Anhang 2 Ziffer 741 Absatz 1 LRV weder verbrannt noch thermisch zersetzt werden.

## 6 Emissionen

### 6.1 Vergleich mit Holzheizkesseln

Emissionsmessungen zeigen, dass mit Holz- und Biomassevergasern tiefere NO<sub>x</sub>- und Feststoff Emissionen (bei gleichzeitig niedrigen CO-Gehalten) als in konventionellen Feuerungen möglich sind [21], [22], [23]. Dies ist je nach Konzept auf unterschiedliche Ursachen zurückzuführen. Mögliche Gründe sind unter anderem:

- Konversionsreaktoren können niedrige Feststoffkonzentrationen im Produktgas erzielen.
- Im Fall einer motorischen Gasnutzung kommt vor dem Motor eine effiziente Staubabscheidung im Produktgas (mit kleinerem Volumenstrom) zum Einsatz.
- Die klare Trennung von Feststoffumwandlung mit einer Luftüberschusszahl um 0.3 ermöglicht gute Bedingungen für eine kontrollierte nachgeschaltete Gasverbrennung (gestuft oder mager).
- In der Gasreinigung kann ein Teil des im Brennstoff gebundenen Stickstoffs aus dem Produktgas entfernt und damit die NO<sub>x</sub>-Emission reduziert werden.

Ausserhalb des optimalen Betriebsfensters können die Emissionen dagegen stark ansteigen, wie Praxismessungen zeigen [22]. Undichte Zellradschleusen bei der Brennstoffzufuhr und beim Pflanzenkohleaustrag aus dem Reaktor können zum Beispiel zu einem Anstieg der Emissionen um mehrere Grössenordnungen führen. Eine weitere mögliche Ursache für einen ungünstigen Betrieb ist die Verwendung von Brennstoff, der die Anforderungen in Bezug auf Wassergehalt, Stückigkeit, Schüttdichte oder Aschegehalt nicht erfüllt und dadurch zu Störungen führt (siehe auch Kapitel 5.9). An den Anlagenbetrieb und die Wartung werden daher hohe Anforderungen gestellt. Bei Anlagen mit Gasmotoren ist dies in der Regel gewährleistet, da die Motoren durch erhöhte Gehalte an Feststoffen oder Teer im Produktgas Schaden nehmen und ein unsachgemässer Betrieb deshalb auch ökonomisch nachteilig ist.

### 6.2 Kohlenmonoxid (CO)

Verfügbare Emissionsmessungen zeigen, dass CO-Konzentrationen von unter 50 mg/m<sup>3</sup> bezogen auf 13 Vol.-% O<sub>2</sub> möglich sind [22]. Moderne Holzfeuerungen können ähnliche CO-Konzentration erreichen, in der Regel liegen die Emissionswerte im Praxisbetrieb jedoch höher und näher am jeweils gültigen Emissionsgrenzwert. Zur Reduktion der CO- und VOC-Konzentration ist bei Anlagen mit Gasmotor der Einsatz von Oxidationskatalysatoren verbreitet und dank der tiefen Feststoffkonzentration im Abgas auch relativ zuverlässig.

### 6.3 Flüchtige organische Verbindungen (VOC)

Aufgrund der hohen Verbrennungsqualität gekennzeichnet durch die tiefe CO-Konzentration im Abgas, sind aus der Verbrennung sowohl in Feuerungen als auch in Gasmotoren kaum mit erhöhten VOC-Emissionen im Abgas zu erwarten.

Viele Anlagen verfügen jedoch auch über Einrichtungen zur Brennstofftrocknung, in deren Abluft wahrnehmbare VOC-Emissionen zu erwarten sind. Eingesetzt werden unter anderem Bandtrockner, mit warmer Luft durchströmte Container oder auch einfache Gitterböden, welche zum Beispiel mit warmer Abluft aus dem Motorraum durchströmt werden.

## 6.4 Feststoff

Verfügbare Emissionsmessungen zeigen, dass Feststoffkonzentrationen von unter 5 mg/m<sup>3</sup> bezogen auf 13 Vol.-% O<sub>2</sub> möglich sind [22]. Wird das Produktgas aus dem Konversionsreaktor vor der Verbrennung gefiltert, sind noch tiefere Feststoffkonzentrationen möglich. Dies ist insbesondere bei Anlagen mit nachgeschaltetem Gasmotor zu dessen Schutz notwendig. Bei konventionellen Feuerungen liegen die Feststoffkonzentration im Abgas auch mit einem Feinstaubabscheider meist deutlich höher.

Beim Austrag und Abfüllen von Pflanzenkohle können zusätzliche Staubemissionen auftreten. Dabei handelt es sich grossteils um Grobstaub. Diese Staubemissionen werden teilweise durch eine Benetzung mit Wasser begrenzt.

## 6.5 Stickoxide (NO<sub>x</sub>)

Die NO<sub>x</sub>-Konzentration im Abgas hängt zu einem wesentlichen Teil vom Stickstoffgehalt des Brennstoffs ab (Bild 6). Der Stickstoffgehalt von Biomasse und Energieholz variiert in einem Bereich von rund 0,5 Gew.-% bis zu über 5 Gew.-%. Einjährige Pflanzen weisen einen höheren Stickstoffgehalt auf als Holz und im Fall von Holz weisen Nadeln, Blätter und Rinde einen höheren Stickstoffgehalt auf als das Stammholz. Daneben weist Laubholz oft einen höheren Stickstoffgehalt als Nadelholz auf. Im Fall von Altholz können zudem Inhaltsstoffe wie insbesondere Urea aus Spanplatten einen hohen Stickstoffgehalt verursachen. In Bezug auf die Stickoxidemissionen ist deshalb Energieholz mit geringen Anteilen an Laub, Nadeln und Rinde vorteilhaft, während Landschaftspflegeholz, Altholz und nicht-holzige Biomasse meist einen höheren Stickstoffgehalt aufweisen. Daneben sind auch die in Kapitel 5.8 beschriebenen DeNO<sub>x</sub>-Massnahmen für die NO<sub>x</sub>-Konzentration im Abgas entscheidend. Abhängig vom Brennstoff und dem DeNO<sub>x</sub>-Konzept sind NO<sub>x</sub>-Konzentrationen zwischen 50 mg/m<sup>3</sup> und 500 mg/m<sup>3</sup> bezogen auf 13 Vol.-% O<sub>2</sub> zu erwarten [22]. Bei Brennstoffen mit einem hohen Stickstoffgehalt kann daher auch bei kleineren Anlagen ein hoher Massenstrom resultieren und insbesondere in Massnahmengebieten bei allen Anlagekategorien sekundäre Entstickungsmassnahmen erforderlich machen.

Die tiefsten NO<sub>x</sub>-Konzentrationen sind mit SCR erreichbar, ohne dass dabei erhebliche Mengen schädlicher Nebenprodukte entstehen. SCR wird hauptsächlich bei Gasmotoren eingesetzt. Wie in Kapitel 5.8 beschrieben, sind SCR-Katalysatoren empfindlich auf Verunreinigungen und es sind deshalb keine Anlagen bekannt, die SCR nach einer Feuerung einsetzen.

Mit SNCR wird eine weniger effiziente NO<sub>x</sub>-Reduktion als mit SCR erzielt und Ammoniak-Schlupf lässt sich nicht vollständig verhindern (Kapitel 5.8). Diese Technik wird heute hauptsächlich bei konventionellen Feuerungen eingesetzt, könnte aber auch bei Vergasungsanlagen mit Feuerung eingesetzt werden.

Bei Emissionsmessungen ist zu beachten, dass der Anteil NO<sub>2</sub> an NO<sub>x</sub> bei Gasmotoren 10 – 30 Gew.% betragen kann, während er bei Anlagen mit Feuerung nur 3 – 5 Gew.% beträgt. Nach Gasmotoren ist deshalb auch bei vereinfachten Emissionsmessungen entweder ein Messgerät mit NO<sub>2</sub>-Konverter oder mit einer separaten NO<sub>2</sub>-Messzelle einzusetzen [22].



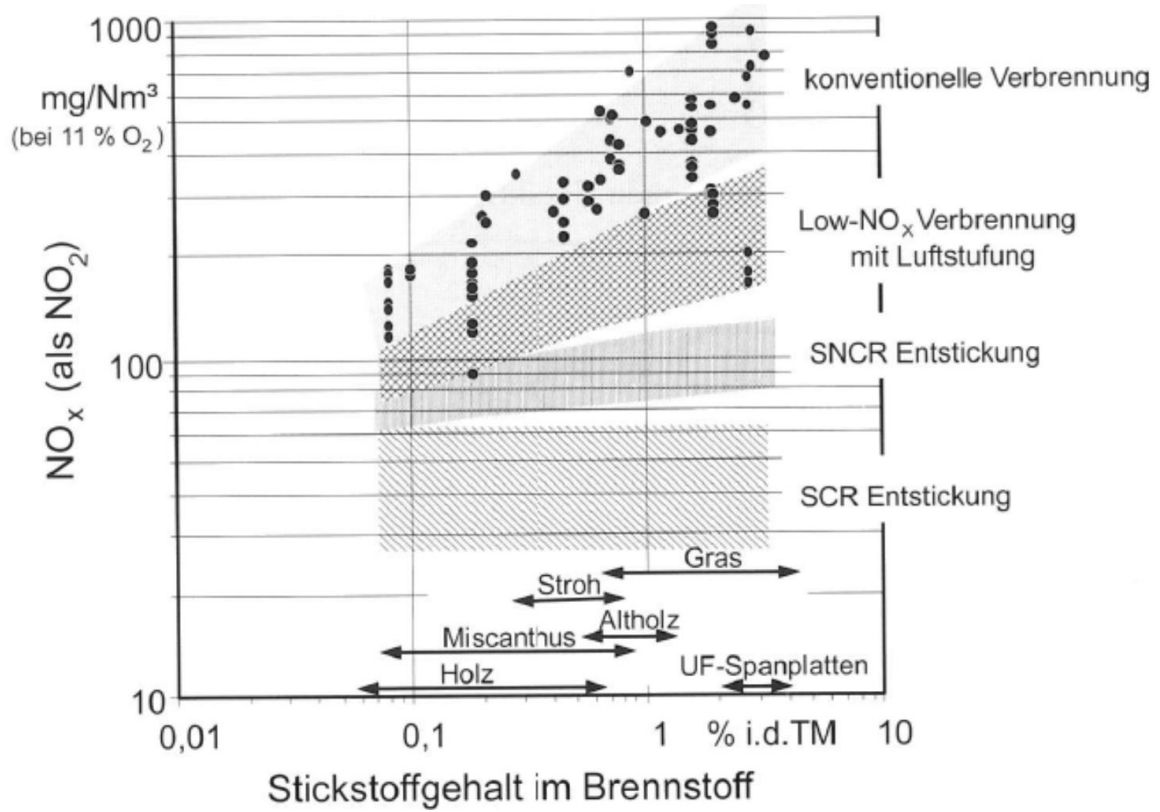


Bild 6 Korrelation von chemisch gebundenem Stickstoff im Brennstoff zu NO<sub>x</sub>-Emissionen im Abgas in Abhängigkeit von der Brennstoffart und dem DeNO<sub>x</sub>-Konzept [1].

## 7 Literaturverzeichnis

- [1] Nussbaumer, T.; Kaltschmitt, M.: Kapitel 8.1 - Begriffsdefinitionen, in Kapitel 8 - Grundlagen der Festbrennstoffnutzung, in: Energie aus Biomasse: Grundlagen, Techniken und Verfahren, M. Kaltschmitt, H. Hartmann, H. Hofbauer (Hrsg.), 3. Auflage, Springer 2016
- [2] Nussbaumer, T.: Verfahren und Potenzial der Biomasse-Vergasung, 7. *Holzenergie-Symposium*, 18. Oktober 2002, Zürich, ISBN 3-908705-01-0, 103–146
- [3] <https://www.syncraft.at>, Stand Mai 2020
- [4] [www.european-biochar.org](http://www.european-biochar.org), Stand Mai 2020
- [5] <https://de.wikipedia.org/wiki/Kraft-Wärme-Kopplung>, Stand Mai 2020
- [6] Nussbaumer, T. et al.: Planungshandbuch Fernwärme. Bundesamt für Energie, Bern 2018, Version 1.2, ISBN 3-908705-30-4, 223 Seiten, [www.qmfernwaerme.ch](http://www.qmfernwaerme.ch)
- [7] <https://de.wikipedia.org/wiki/Blockheizkraftwerk><https://de.wikipedia.org/wiki/Blockheizkraftwerk>, Stand Mai 2020
- [8] Hofbauer, H. et al.: Vergasung. In: Energie aus Biomasse, 3. Auflage, Springer 2016
- [9] <https://biogas.fnr.de/daten-und-fakten/faustzahlen/>, Stand Mai 2020
- [10] Hofbauer, H. et al.: Vergasung. In: Energie aus Biomasse, 2. Auflage, Springer 2009
- [11] Merkblatt für Planung, Erstellung, Betrieb und Instandstellung von Gasinstallationen in Biogasanlagen / SVGW, Schweizerischer Verein des Gas- und Wasserfaches. - Zurich: SVGW, 2011. (G10002d)
- [12] Suva Merkblatt 66055, Ist Ihre Biogasanlage sicher?, Luzern: SUVA, 2019, <https://www.suva.ch/66055.d>, Stand Mai 2020
- [13] Stickstoffoxide und Luftreinhaltung: Grundlagen, Emissionen, Transmission, Immissionen, Wirkungen / Jörgen Kolar. - Berlin: Springer, 1990
- [14] BAFU 2013: Emissionsmessung bei stationären Anlagen. Emissions-Messempfehlungen. 1. Aktualisierte Fassung vom Dezember 2018. Bundesamt für Umwelt, Bern. Umwelt-Vollzug Nr. 1320: 155 S.
- [15] Nussbaumer, T.: Primärmassnahmen zur Stickoxidminderung bei Holzfeuerungen, Teil 1: Bildungswege von Stickoxiden, Brennstoff Wärme Kraft BWK 49 (1997) Nr. 1/2, 46 – 49
- [16] Nussbaumer, T.: Primärmassnahmen zur Stickoxidminderung bei Holzfeuerungen, Teil 2: Luft- und Brennstoffstufung, Brennstoff Wärme Kraft 49 (1997) Nr. 3, 59 – 62
- [17] <https://de.wikipedia.org/wiki/FLOX-Verfahren>, Stand Mai 2020
- [18] Verenum, 2011, NO<sub>x</sub>-Reduktion mit SCR und SNCR bei Holzfeuerungen
- [19] [www.holzenergie-symposium.ch](http://www.holzenergie-symposium.ch), Beiträge Tagungsbände 2000, 2002, 2008, 2010, 2012, 2014, 2018.
- [20] [www.korporation-stans.ch/de/waermeverbund-heizzentrale/energieanlage/](http://www.korporation-stans.ch/de/waermeverbund-heizzentrale/energieanlage/), Stand Mai 2020
- [21] Nussbaumer, T.; Good, J.; Giordano, P.: Gasification characteristics of various biofuels in an open-top downdraft gasifier, 12th European Conference and Technology Exhibition on Biomass for Energy, Industry and Climate Protection, 17–21 June 2002, Amsterdam, Volume II, ISBN 88-900442-5-X, ISBN 3-936338-10-8, 876–879.
- [22] Nicht öffentlich zugängliche Emissionsmessungen von kantonalen Vollzugsbehörden und von Herstellern publizierte Messwerte.
- [23] TU-Graz: Anlagensicherheit und Genehmigung von Biomassevergasungsanlagen, Leitfaden für Betreiber, Hersteller und Behörden, Wien, 2005