

Neuere Konzepte zur Kraft- Wärme- Kopplung mit Biomasse

Dipl.-Ing. Matthias Gaderer

Bayerisches Zentrum für angewandte Energieforschung e.V. (ZAE Bayern)
Domagkstr. 11, D - 80807 München. Tel. 0049 (0)89 356250-27, Fax. -23
E-mail. gaderer@a4.zae.physik.tu-muenchen.de

1 ALLGEMEINES

Aufgrund des gültigen Erneuerbare-Energien Gesetzes hat die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) mit Biomasse in Deutschland erheblich an Bedeutung gewonnen. Ab einem elektrischen Wirkungsgrad von 15 % zeigen sich deutliche Vorteile der KWK mit Biomasse gegenüber einer getrennten Erzeugung von Wärme und Strom mit Biomasse. Die gesamte Effektivität einer KWK wird jedoch auch vom thermischen Wirkungsgrad beeinflusst. Eine Brennstoffeinsparung bei KWK kann somit auch mit hohen thermischen Wirkungsgraden erreicht werden.

2 WÄRMEERZEUGUNG

Um den thermischen Wirkungsgrad eines Biomasseheizkraftwerkes zu erhöhen, kann beispielsweise eine Rauchgaskondensation eingesetzt werden. Dadurch sind thermische Wirkungsgradsteigerungen um 30 % auf etwa 117 % möglich. Zur Rauchgaskondensation stehen verschiedene Systeme zur Auswahl:

- mit Netzurücklauferwärmung und/oder Außenluft zur Verbrennungsluft-, Trocknungsluft und Entschwadungsluftvorwärmung
- mit Verbrennungsluftbefeuchtung zur Netzurücklauferwärmung
- mit Absorptionskältemaschine zur Netzurücklauferwärmung
- mit offenem LiBr- Absorptionsprozess zur Netzurücklauferwärmung

Durch den Einsatz eines Pufferspeichers zum Lastmanagement ist es möglich, gleichzeitig Wärmebedarf-Spitzenlasten und -Schwachlasten abzudecken, sowie gleichzeitig Strom mit einem hohen Wirkungsgrad zu produzieren. Bei optimaler Speicherauslegung kann die Gesamtauslastung und die Vollaststundenanzahl eines Biomasseheiz(kraft)werkes erheblich gesteigert werden. Unter Umständen kann bei einem Biomasseheizwerk auf eine fossile Zufeuerung für Spitzen- und Schwachlast verzichtet werden.

3 EMISSIONEN

Emissionsseitig kann durch die Verwendung von Biomasse anstelle fossiler Energieträger eine erhebliche Reduktion an CO₂ - Emission erreicht werden. Gegenüber Wärme aus Heizöl beispielsweise etwa 283 kg CO₂ pro MWh Wärme, gegenüber Braunkohle beispielsweise 451 kg CO₂ pro MWh Wärme - jeweils bezogen auf den Lebensweg (inkl. Brennstoffgewinnung, Transport, Anlagenerrichtung und Verbrennung).

Die Emissionsbilanz für die besonders klimarelevanten Treibhausgase CH₄ (CO₂ Äquivalent 24,5) und N₂O (CO₂ Äquivalent 320) sowie für Staub wird primär bestimmt durch die angewandte Verbrennungstechnik und Abgasreinigung. Im Vergleich zu Heizöl beispielsweise kann bei diesen Schadstoffen in etwa mit vergleichbaren Werten gerechnet werden, so dass die gesamte CO₂ Einsparung als Reduktion an Treibhausgasen wirksam wird.

4 STROMERZEUGUNG

Verbrennung und Mitverbrennung

Die energetische Nutzung von Biomasse zur Stromerzeugung erfolgt derzeit hauptsächlich mit Dampfturbinenkreisläufen durch reine Biomassebefuerung oder Mitverbrennung in Kohlekraftwerken. Die elektrischen Wirkungsgrade betragen dabei bei größeren Anlagen etwa 30 - 33 % bei reiner Biomassebeschickung. Bei der Mitverbrennung in modernen Kohle-Großkraftwerken sind höhere Wirkungsgrade von bis zu etwa 42 % möglich. Die Mitverbrennung stellt eine der kostengünstigsten Methoden der Biomassenutzung dar. Bei einer Zufueuerung von > 10 % Biomasse (nach Energieinhalt) können je nach Feuerungstechnik und Primärbrennstoff unterschiedliche Beeinträchtigungen im Kessel auftreten. Vor allem in den USA, Dänemark und Schweden werden Anlagen mit einer Zufueuerung von bis zu 50 % bzw. auch auf 100 % Biomasse umgestellte Anlagen erprobt und erfolgreich betrieben.

Vergasung

Um höhere elektrische Wirkungsgrade zu erreichen, werden derzeit eine Reihe verschiedener Verfahren zur Vergasung von Biomasse entwickelt und erprobt. Die einfachste Methode der Produktgasnutzung ist ebenfalls die Mitverbrennung des Produktgases in einem Verbrennungskessel. Entsprechende Anlagen werden beispielsweise in Finnland und Österreich erprobt. Dabei werden meist atmosphärische Wirbelschichtvergaser eingesetzt. Der Vergasungswirkungsgrad beträgt etwa 75 % bei autothermer (Teilverbrennung) Vergasung mit Luft als Vergasungsmittel, der untere Heizwert (H_u) des Produktgases beträgt etwa 5 - 6 MJ/Nm³. Eine Steigerung des Heizwertes kann erreicht werden durch Verwendung von reinem Sauerstoff oder Dampf als Vergasungsmittel (H_u = 8 - 16 MJ/Nm³) in Kombination mit einer allothermen (Fremderwärmung) Vergasung. Eine Vergasung mit Dampf wird in einigen Versuchs- und Pilotanlagen erprobt. Nach einer entsprechenden Gasreinigung

(Teere, Staub, Alkali, Cl, S) kann das Gas in einem geeigneten Gasmotor genutzt werden. Diesbezüglich sind derzeit eine Reihe von Entwicklungen im Gange und erste großtechnische Anlagen mit Festbettvergaser und Wirbelschichtvergaser in Kombination mit Gasmotoren sind in Planung. Die erreichbaren elektrischen Wirkungsgrade betragen etwa 20 - 35%.

Die Verstromung des Produktgases könnte zukünftig idealerweise mit einer Gas- und Dampfturbine in einem IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle) oder mit einer Brennstoffzelle erfolgen. Probleme diesbezüglich sind insbesondere die erforderliche Gasreinheit, geeignete Gasturbinen und geeignete Brennstoffzellen.

Bei Verwendung einer Gasturbine muss das Produktgas mit Druck in die Gasturbine gebracht werden. Es empfiehlt sich daher, die Vergasung der Biomasse in einem druckaufgeladenen Zyklon oder in einer druckaufgeladenen Wirbelschicht mit bis zu 30 bar. Bei IGCC Anlagen sollen zukünftig elektrische Wirkungsgrade von 44 % - 50 % erreicht werden. Derzeitige in Betrieb befindliche Pilotanlagen erreichen Wirkungsgrade von etwa 33 %. Aufgrund der aufwendigen Verfahrenstechnik und der hohen Kosten ist ein wirtschaftlicher Betrieb nur für Großanlagen möglich. Weltweit befinden sich einige IGCC Pilotanlagen in Planung und im Versuchsbetrieb.

Brennstoffzellen stellen eine noch höhere Anforderung an die Reinheit des eingesetzten Gases als Gasturbinen. Als Brennstoffzellen in Kombination mit Biomassevergasung kommen zukünftig aufgrund ihrer relativen Unempfindlichkeit gegenüber CO die Molten Carbonate Fuel Cell (MCFC) und die Solid Oxide Fuel Cell (SOFC) in Frage. Beide Brennstoffzellentypen befinden sich in Entwicklung. In Kombination mit einer Dampf- oder Gasturbine sind elektrische Wirkungsgrade von 60 % möglich. Als Brennstoffzellenwirkungsgrad sind je nach Brennstoffzelle, Druckverhältnisse und Zellenanzahl 35 - 70 % zu erwarten. Anlagen mit Brennstoffzellen sind als Großanlagen mit mehreren MW_{el} denkbar. Erste Versuchsanlagen mit Biomassevergasung in Kombination mit Brennstoffzellen werden erst in mehreren Jahren in Betrieb gehen.

Sonstige Turbinenprozesse

Weitere in Entwicklung befindliche oder mögliche Systeme sind die

- direkte Gasturbine
- inverse Gasturbine
- Heißluftturbine
- STIG oder Cheng Cycle (STeam Injected Gasturbine)
- Kalina Cycle

Bei der direkten Gasturbine erfolgt eine Entspannung von druckbeaufschlagten Verbrennungsgasen direkt in eine Turbine. Andere direkte Gasturbinenprozesse sehen vor, Biomassestaub direkt in der Gasturbine zu verfeuern. Beim inversen Gasturbinenprozess erfolgt eine Entspannung der Verbrennungsgase in den Unterdruckbereich. Die Prozesse befinden sich in einem Konzeptstadium bzw. wird seit 1996 eine druckbeaufschlagte Pilotanlage in den USA mit 5,8 MW_{el} betrieben.

Bei der Heißluftturbine wird indirekt erwärmte und verdichtete Luft in einer Heißluftturbine entspannt. Diesbezüglich existiert seit 1996 eine Pilotanlage in Europa und mehrere Projektkonzepte wurden erstellt. Elektrische Wirkungsgrade von 25 % sollen mit einer Heißluftturbine erreichbar sein.

Beim STIG (Cheng Cycle) Prozess wird durch Einspritzen von Wasserdampf der Massenstrom in der Gasturbine erhöht, dadurch erfolgt eine Leistungssteigerung. Außerdem hat der Wasserdampf einen Einfluss auf die Schadstoffbildung in der Gasturbine aufgrund veränderter Gleichgewichte z.B. bei der NO_x oder CO Bildung. Der STIG Prozess eignet sich für sehr variable Stromkennzahlen. Ein STIG Prozess kann jedoch erst realisiert werden, wenn ein funktionsfähiger Gasturbinenprozess mit Biomassevergasung existiert.

Der Kalina Cycle verwendet anstelle Wasserdampf ein Ammoniak-Wasser Gemisch als Arbeitsmedium ähnlich einer NH_3 Absorptionskältemaschine, welches in einer Dampfturbine entspannt wird. Dieses Arbeitsmedium bietet vor allem den Vorteil höherer elektrischer Wirkungsgrade. In den USA ist eine Pilotanlage mit diesem System in Betrieb.

Kleinanlagen

Unterhalb von etwa 1 MW_{el} sind Dampfturbinen praktisch nicht mehr wirtschaftlich darstellbar. Für den Leistungsbereich unterhalb von 1 MW_{el} stehen derzeit folgende Systeme zur Verfügung:

- Organic Rankine Cycle (ORC) bis ca. 1 MW_{el} mit η_{el} von ca. 14 - 16 % (inkl. Verbrennung)
- Dampfkolbenmotor bis $1,2 \text{ MW}_{\text{el}}$ und Schraubenmotor bis 2 MW_{el} mit η_{el} von ca. 14 - 16 % (inkl. Verbrennung)

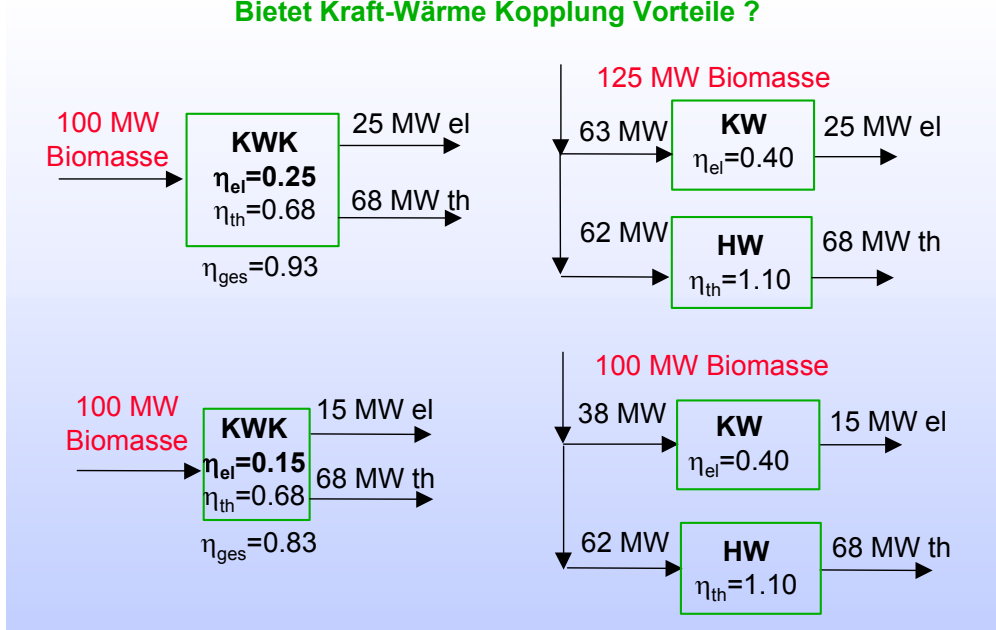
Dampfmaschinen sind bereits seit Jahren kommerziell in Betrieb. In Europa werden derzeit mindestens 2 Biomasseheizkraftwerke mit ORC Anlagen erfolgreich betrieben und weitere befinden sich in Planung. Die nachfolgenden Systeme für Kleinanlagen befinden sich in Entwicklung oder Erprobungsphase:

- Stirling bis ca. $40 \text{ kW}_{\text{el}}$ mit η_{el} von ca. 15 - 25 % (inkl. Verbrennung)
- Gasmotor mit η_{el} von ca. 20 - 35 % (inkl. Vergasung)
- Mikro-Gasturbine

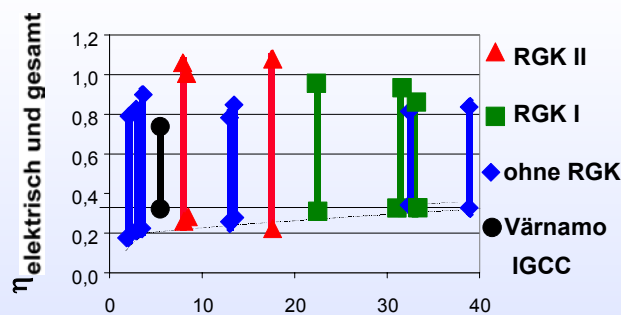
Der Stirling Motor befindet sich nach wie vor in Entwicklung. Erste Stirlingmotoren werden versuchsweise bereits kommerziell eingesetzt. In naher Zukunft werden für Kleinanlagen von $100 \text{ kW}_{\text{el}}$ bis 2 MW_{el} Biomasse-Festbett- und Wirbelschichtvergasungsanlagen in Kombination mit Gasmotoren (siehe oben) eingesetzt werden. Ebenfalls in Entwicklung befinden sich Mikro-Gasturbinen für die Verwendung in Kleinanlagen.



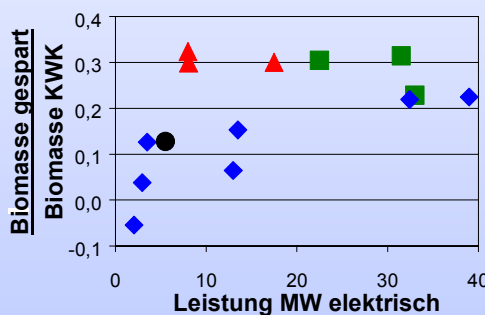
Bietet Kraft-Wärme Kopplung Vorteile ?



Skandinavische Biomasseheizkraftwerke



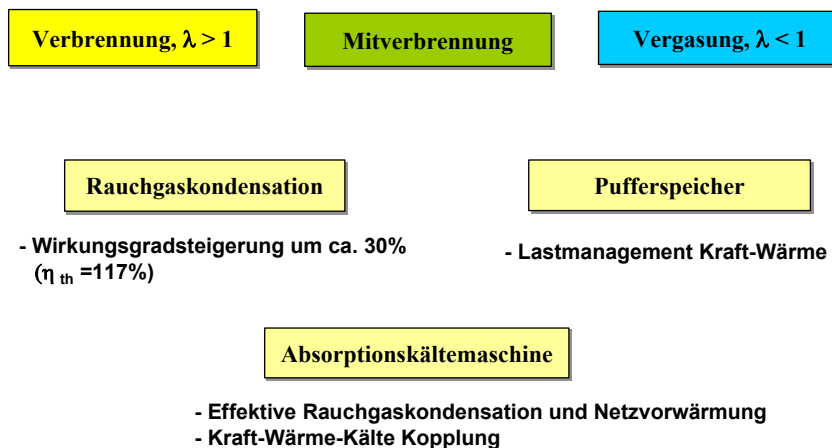
Biomasse - Einsparung bei KWK



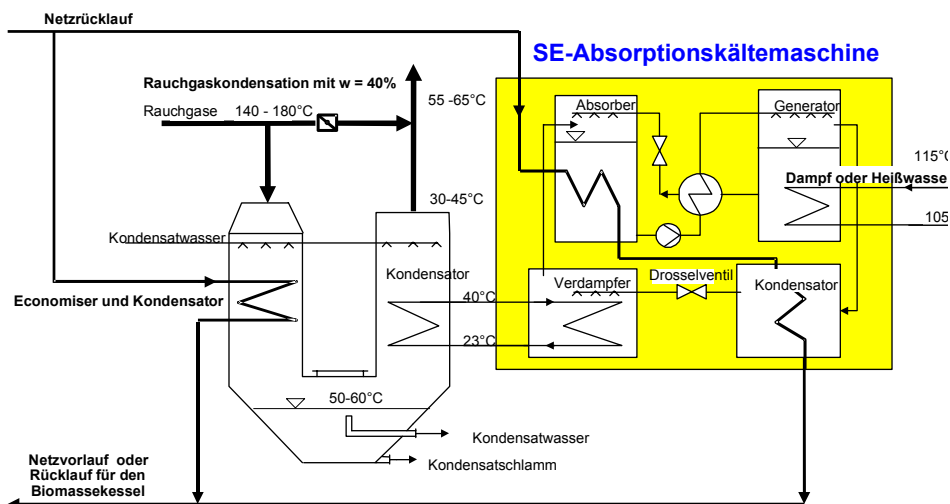
nach B. Wahlund, J. Yan und M. Westermark/ KTH Stockholm



Umwandlung von Biomasse zu Wärme

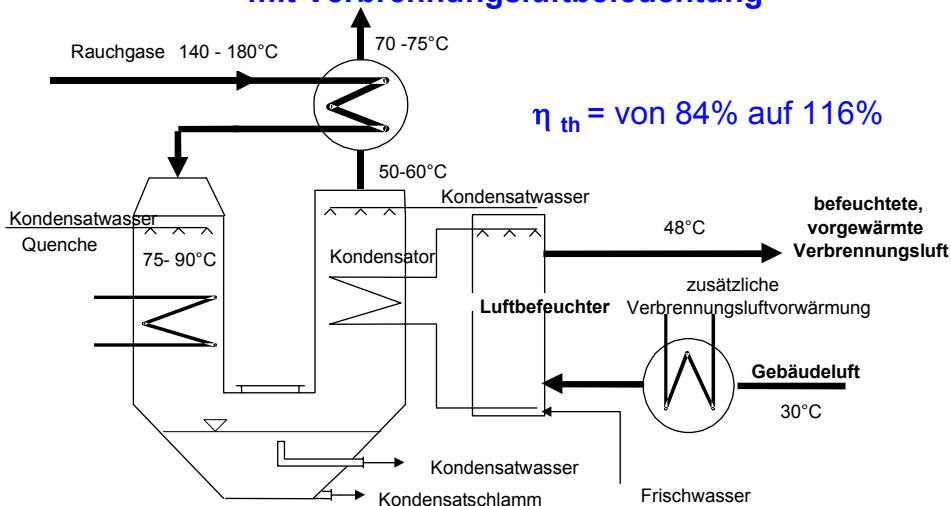


Rauchgaskondensation mit Absorptionskältemaschine (Single Effekt)

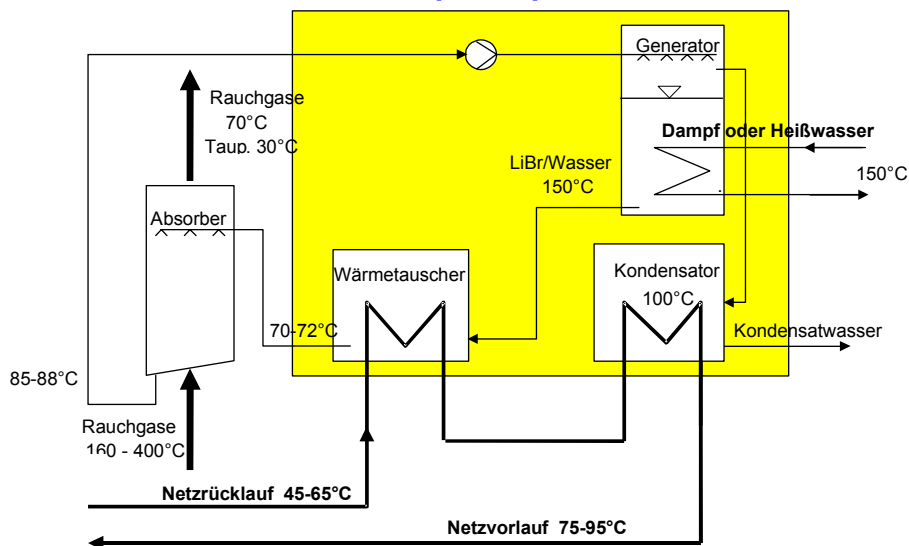




Rauchgaskondensation mit Verbrennungsluftbefeuchtung



Rauchgaskondensation mit einem offenem LiBr- Absorptionsprozess



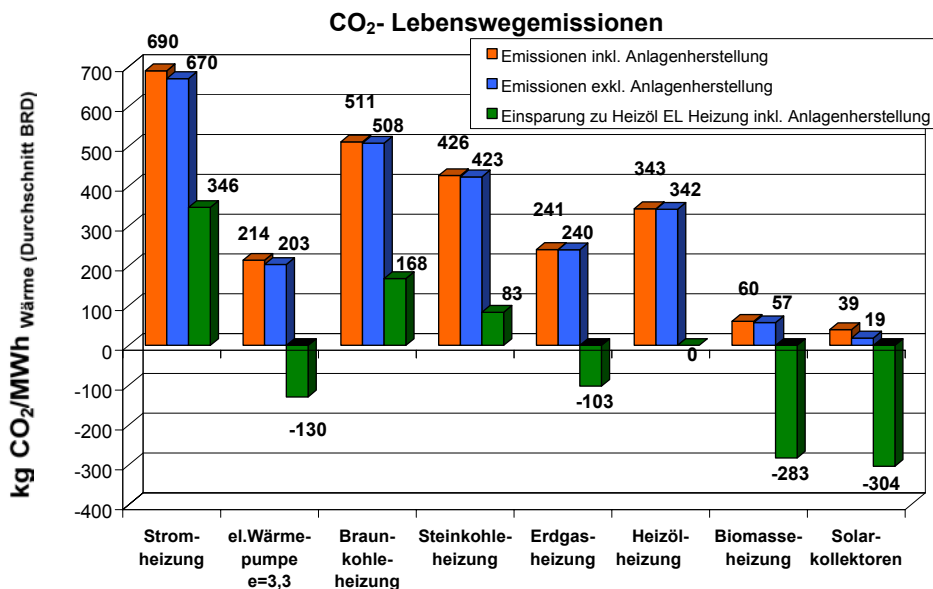


Verwendung von Pufferspeicher bei der Kraft-Wärme-Kopplung



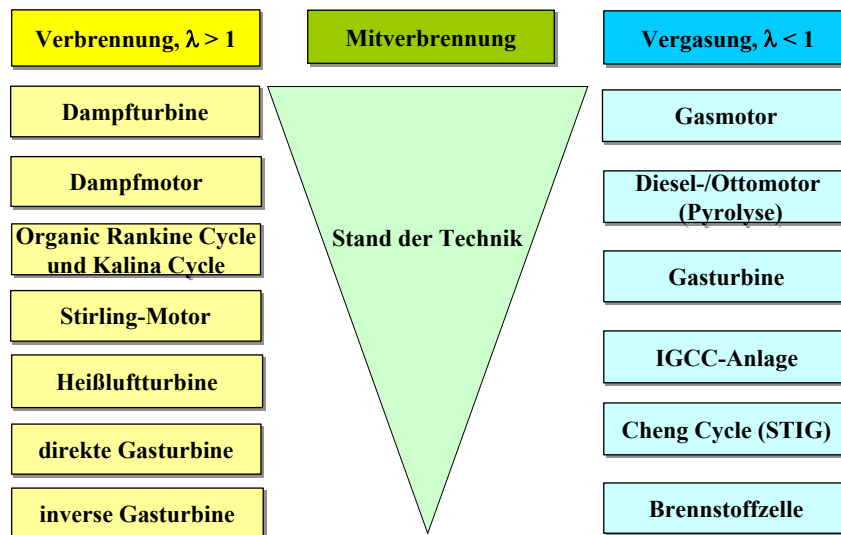
- Ideales Lastmanagement für Kraft-Wärme möglich
- Spitzen- und Schwachlastbetrieb mit Biomasse möglich
- Sicherheit gegen Betriebsausfall/Störung

Biomasse-ZWS Heizkraftwerk Nassjö/SWE-Vattenfall mit 9 MW_{el}, 20 MW_{th} Fernwärme, 6 MW_{th} Rauchgaskondensation und 4.000 m³ Pufferspeicher; 1988 [Vattenfall 1996]

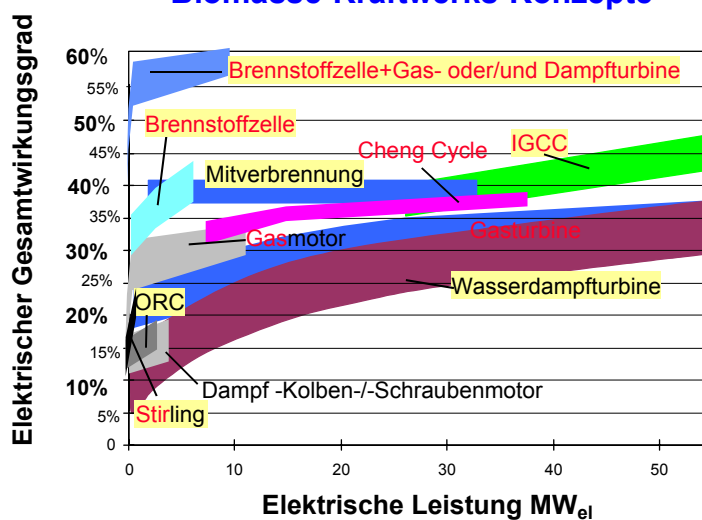




Umwandlung von Biomasse zu Strom



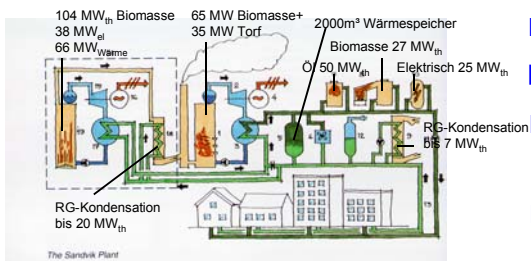
Elektrischer Wirkungsgrad verschiedener Biomasse-Kraftwerks-Konzepte



Kraft-Wärme-Kopplung mit Biomasse



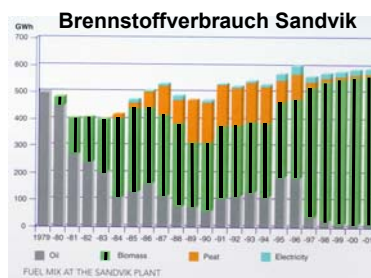
Zentrale KWK-Systeme Verbrennung und Dampfkreislauf



- Anlagen bis zu 100 MW_{th}
- $\eta_{el} > 30\%$
- Biomasse-Einzugsgebiet 100 km
- Ascheverwertung als Dünger
- mehrere Anlagen in Bau und Betrieb



Sandvik II, Växjö Energi AB/SWE



Växjö Energi AB/SWE

Kraft-Wärme-Kopplung mit Biomasse



Vergasung

Aufwand / Anlagengröße

atmosphärisch

druckaufgeladen

autotherm (Teilverbrennung)

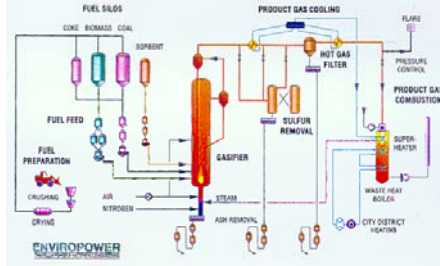
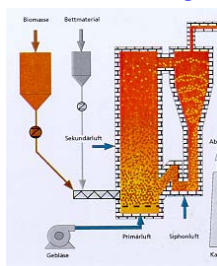
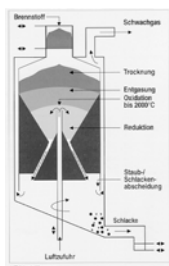
allotherm (Fremderwärmung)

Festbettvergaser

Atmosphärischer zirk. Wirbelschichtvergaser

Druckaufgeladener Zyklonvergaser

Druckaufgeladener Wirbelschichtvergaser



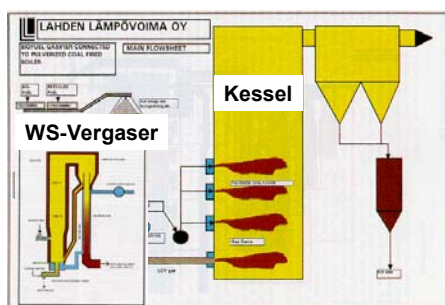


Vergasung

- Brennstoffwassergehalt limitiert (Festbett ca. 20- 25%, Wirbelschicht ca. 40%)
- Allotherme Vergasung technologisch aufwendig
- Brennstoffzuführung bei druckaufgeladene Anlagen problematisch
- Katalytische Wirkungen und Katalysatorbeimischung (Ca, Olivine, Ni, ...)
- Gasreinigung für die Verstromung aufwendig
- Emissionen im Abgas nach der Verstromung teilweise unbekannt
- Abwasserbehandlung bei nasser Abgasreinigung erforderlich



Vergasung und Mitverbrennung im Kohlekraftwerk

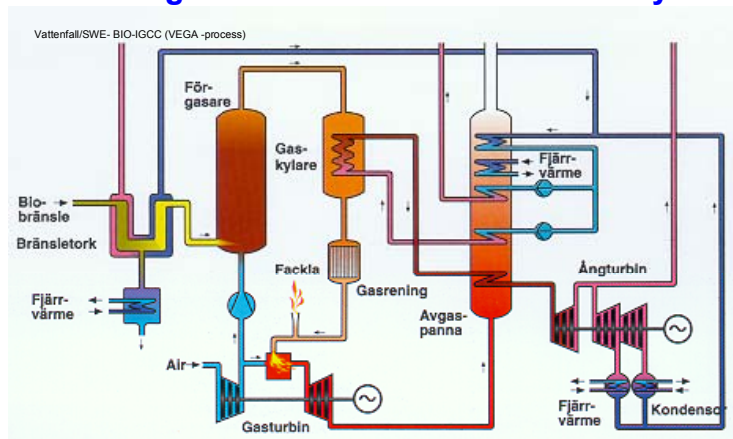


Biomass CFB gasifier connected to a 350 MW_e steam boiler, fired with coal and natural gas, demonstration project in Lathi/FIN

- derzeit 10% (D) - 85% (SWE) üblich
- bis zu 100% Biomasse möglich
- Reduktion der SO₂ Emissionen (K₂SO₄)
- Ablagerungen teilweise besser/schlechter
- Verweilzeit für Teerausbrand erforderlich
- SCR-Katalysatorprobleme durch K, Ca, ...
- günstige Methode der KWK mit Biomasse
- mehrere Demo-Projekte in Betrieb
- Leistungsbereich 2 - 30 MW_{el} Biomasse
- $\eta_{el} = \text{ca. } 32 - 42\%$



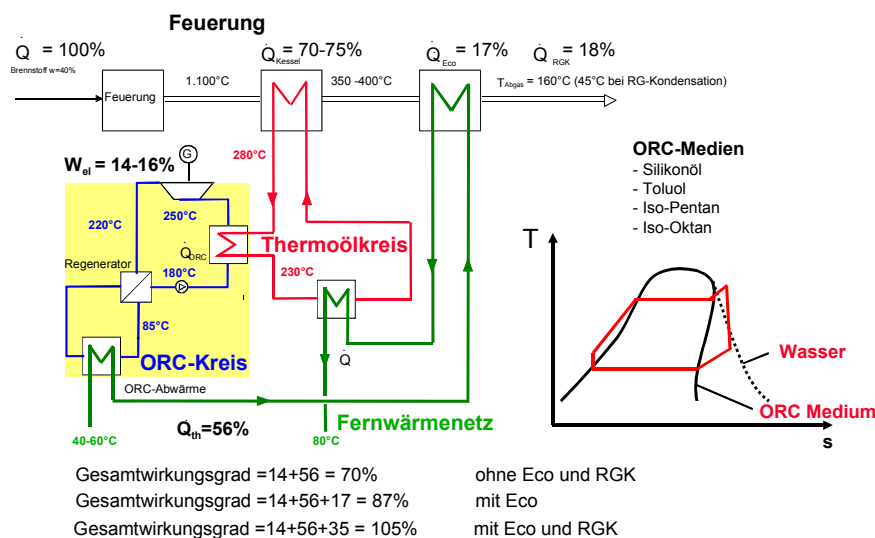
IGCC Integrated Gasification Combined Cycle



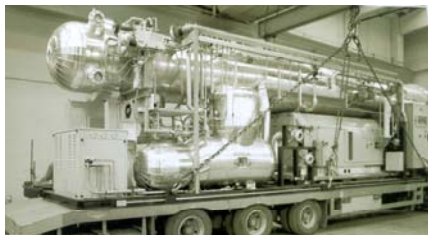
- Värnamo/SWE, IGCC Druck-Wirbelschichtvergaser, 6 MW_{el} und 9 MW_{th}, LCV_{Gas} = 5 MJ/Nm³, Vergasung bei 22 bar, Dampf 40 bar/470°C, η_{el} = 32%
- mehrer Demoanlagen in Bau, Leistungsbereich derzeit bis ca. 30 MW_{el}, erreichbarer η_{el} = 44%



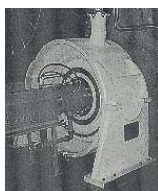
Dezentrales KWK-System Verbrennung und Organic Rankine Cycle



Organic Rankine Cycle



Turboden/ITA



Turboden/ITA, BIOS/A



High Speed Tech/FIN

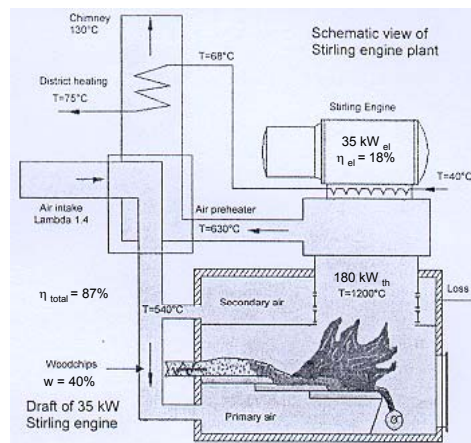
- für 100 kW_{el} bis mehrere MW_{el}
- hoher Turbinenwirkungsgrad von 85%, bei Teillast bis 25% ca. 75%
- η_{el} = ca. 14 - 16%
- Gesamtwirkungsgrad 70% bis ca. 110% (bei RGK)
- automatischer Betrieb
- kein Dampfkessel sondern Druckbehälter
- zwei Biomasse gefeuerte Anlagen in Betrieb (A/CH)

Kraft-Wärme-Kopplung mit Biomasse



Dezentrales KWK-System Verbrennung oder Vergasung und Stirlingmotor

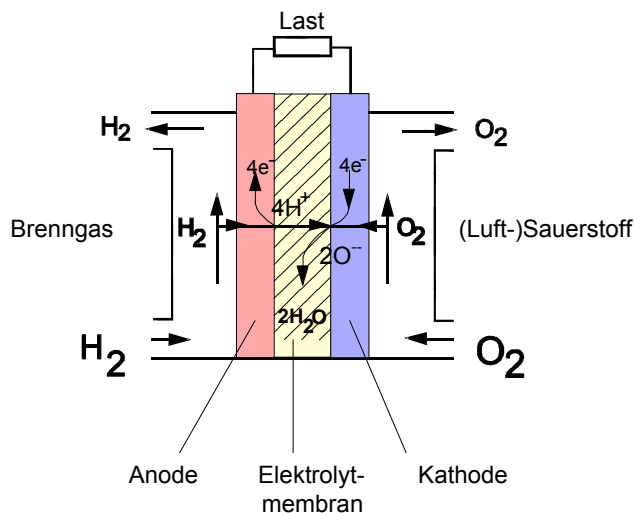
- Labor- und erste Pilotanlagen in Betrieb
- Leistungsbereich < 200 kW_{el}
- η_{el} = ca. 10 - 25%
- vollautomatischer Betrieb
- kein Dampfkessel



Stirling: AC-Energy Aps/ Technical University of Denmark; Furnace: Reka/DK



Prinzipieller Aufbau einer Brennstoffzelle (PEM)



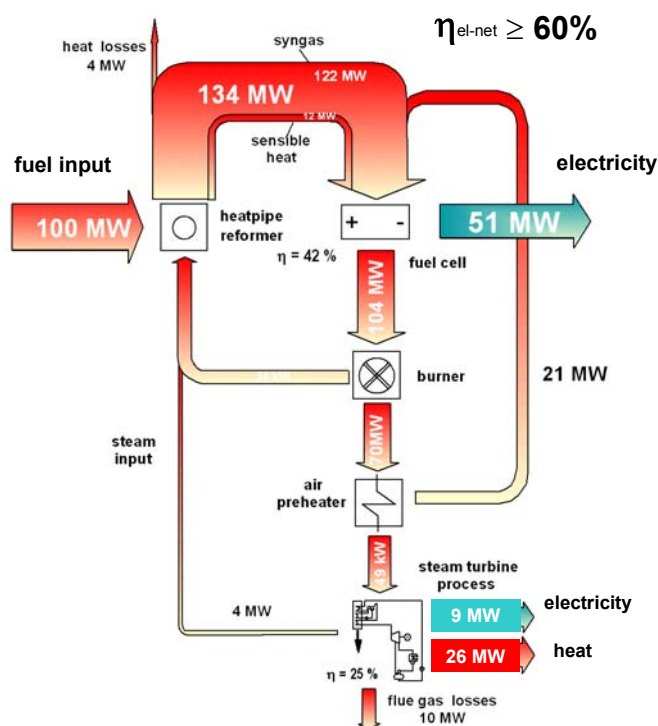
Brennstoffzellentypen

	Alkaline Fuel Cell (AFC)	Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cell (PEMFC)	Phosphoric Acid Fuel Cell (PAFC)	Molten Carbonate Fuel Cell (MCFC)	Solid Oxide Fuel Cell (SOFC)
Electrolyte	Potash lye (30% KOH)	Proton-conducting membrane	Phosphoric acid (H ₃ PO ₄)	Molten alkaline carbonates (Li ₂ CO ₃ , K ₂ CO ₃)	Yttrium-stabilized Zirconium oxide (ZrO ₂ /YO ₃)
Electrodes	Raney silver	Platinum covered membrane	Platinum covered coal	NiO (+Li) / NiO (+Cr)	Ni-ZrO ₂ / LaMnO ₃ (+Sr) / LaZrO ₂ -Cerment
Charge carrier	OH ⁻	H ⁺	H ⁺	CO ₃ ²⁻	O ²⁻
Operation Temp.	60-90°C	60-90°C	190-210°C	600-700°C	750-1000°C
Fuel	High purity H ₂	Reformed natural gas		Natural gas, coal gas, biogas, H ₂	
Oxidizer	High purity O ₂	Air, O ₂			
Fuel conditioning	External conditioning and reforming necessary			Internal reforming possible	
Cell electr. efficiency [%]	60-70 (H ₂ /O ₂)	50-68 (H ₂ /O ₂) 42-58 (H ₂ /air)	50-55 (H ₂ /air)	~ 54 (natural gas/air)	~ 47 (natural gas/air)
System electr. efficiency [%]	62	40-43 (natural gas)	35-40 (natural gas)	48-50 (nat. gas) >50 (+steam turbine)	50-55 (nat. gas) >60 (+combined cycle)

Dr. T. Fischer/ ZAE Bayern



SOFC-ST combi-cycle with allothermal fluidized bed gasification



nach W.Schmitz, Dr. J. Karl, Prof. Dr. Hein/ TU München



Zusammenfassung

Erfolgreich in Betrieb:

- Dampfprozesse $\eta_{el} > 32\%$ und Mitverbrennung η_{el} bis 42%
- ORC Anlage $\eta_{el} = 14 - 16\%$

Demo- und Pilotprojekte:

- Vergasung und Gasmotor $\eta_{el} = 20 - 35\%$
- Stirling $\eta_{el} = 10 - 25\%$
- IGCC $\eta_{el} = 32\%$

Weitere Entwicklung notwendig:

- Vergasung/Gasturbine- hoher verfahrenstechnischer Aufwand
- Brennstoffzellentechnik- IGCC η_{el} bis ca. 60% theo. möglich