



Dezentrale Stromerzeugung mit Feststoffbiomasse

Zusammengefasstes Wissen für Investoren über den Stand der Technik, die Technologien und die ökonomischen Fakten von gekoppelter Strom- und Wärmeproduktion aus Holz und anderer fester Biomasse bis 1 MW elektrischer Leistung

Diese Arbeit wurde unterstützt durch:



Projektleitung: Martin Schmid, dipl. Maschinen-Ingenieur HTL
Tel. +41 (0)62 387 31 37
schmid@oekozentrum.ch

Projektmitarbeit: Christian Gaegauf, dipl. Ingenieur ETH/SIA
Tel. +41 (0)62 387 31 26
gaegauf@oekozentrum.ch

Michael Sattler, dipl. Biologe/dipl. Umweltingenieur NDS/FH
Tel. +41 (0)62 387 31 45
sattler@oekozentrum.ch

Langenbruck, 30. Januar 2007

Titelbild: 100 kWe WKA von Talbott's Heating Ltd: Extern befeuerte Gasturbine mit Brennstoff Holzreststoffe, erste Serienanlage im Harper Adams College, U.K.; Foto Ökozentrum Langenbruck

Hintergrund: Restholz-Schnitzel aus Einwegpaletten, Energiezentrum Rümlang, Kompogas AG; Foto Ökozentrum Langenbruck

Neue uralte Technologien

Wir reden von neuen Technologien für kleinere dezentrale Energieerzeugungsanlagen und meinen Technologien, die eigentlich uralte sind: Die Brennstoffzelle wurde im Jahre 1839 erstmals vorgeführt, Stirlingmotoren sogar schon 1799 und die Dampfmaschine ist noch einige Jahre älter. Der organische Dampfzyklus nach Rankine (ORC) wurde schon etwa 1850 patentiert. Selbst Holzvergasermotoren gibt es seit rund 80 Jahren und synthetisch aus Holz oder Kohle hergestellter Dieseltreibstoff (Fischer-Tropsch) etwa ebenso lang.

Wir sprechen bei den Feststoff-Verstromungsanlagen ganz klar von «Second Best Technologies»

War es nur der tiefe Preis und die scheinbar unendliche Verfügbarkeit des Erdöls, die die erwähnten Technologien in zum Teil winzigen Nischen hielten? Die Antwort ist ein klares Nein. Es gibt neben den bekannten ökonomischen und psychologischen Gründen ganz klar auch technische Gründe. Der Dieselmotor zum Beispiel ist punkto Effizienz und Robustheit technisch nicht schlagbar. Er

benötigt jedoch einen genau definierten, technisch sauberen Brennstoff, der zwar auch aus Biomasse hergestellt werden kann, aber nur mit grossen Verlusten an Primärenergie.

Wir sprechen also bei den Feststoff-Verstromungsanlagen ganz klar von «Second Best Technologies», die angewendet werden wollen, sei dies aus Gründen

- des knapper werdenden Angebots an «einfachen» Energieträgern (flüssig und gasförmig);
- der Nachhaltigkeit (nachwachsend statt fossil);
- des Anspruchs auf regionale oder nationale Autarkie bzw. Berücksichtigung lokaler Märkte;
- des Umweltschutzes (Reduktion des Ausstosses von klimarelevanten Abgasen) oder
- der Wirtschaftlichkeit bei Verfügbarkeit von zu entsorgenden Biomasse-Reststoffen zum Nulltarif neben steigenden Preisen fossiler Energieträger.

So wie die dezentrale Struktur der potentiellen Kunden und Wärmeabnehmer (KMU-Unternehmen, Gewerbeparks, kommunale Netzwerke) für die Biomasse-Wärme-Kraft-Kopplung, ist auch die Struktur der Entwickler und Hersteller ein historisch gewachsenes Gefüge. **Diese Publikation soll Ihnen Wissen bereitstellen, sich in dieser verwirrenden Vielfalt von Angeboten, Versprechungen, Verheissungen und Gerüchten zur Zukunft der Biomasse-Energie zu orientieren.**

Viel Erfolg wünscht Ihnen



Wir danken: Diese Studie wurde finanziell unterstützt durch den *Axpo Naturstrom Fonds*, das *Bundesamt für Energie* und den Innovationsfonds der *Stiftung für angepasste Technologie und Sozialökologie*. Durch Ihr gemeinnütziges Engagement werden dringend nötige, investitionsrelevante Ventures erst möglich! Herzlichen Dank!

Was? - Wie? - Wo?

> Wieso trotzdem Biomasse verstromen? Mit Potenzialanalysen CH und EU25

> Ökonomische Bewertungsmethoden und Strategien: Technologie? Hersteller? Unternehmer?

> Schnell-Info mit SWOT-Analyse und Herstellernamen: jede Technologie auf einer Seite

> Bestehende Biomasse-WKA in der Schweiz

> Vergleich Lösungen mit zentral raffinierten Brennstoffen

> Kostenbeispiele zur Wirtschaftlichkeit mit Sensitivitätsanalysen

> Technologische Hintergründe und Informationen über «noch unentdeckte» Technologien

Wieso trotzdem Biomasse verstromen?

Wenn eine Strategie der regionalen Versorgung, der kurzen Transportwege und der gewerblichen Handhabbarkeit der Brennstoffbereitstellung favorisiert wird, dann ist die direkte Nutzung von fester Biomasse ein Muss. Für eine solche Strategie spricht einiges: Für Investoren ist es bedeutend einfacher, die Risiken und die Finanzierbarkeit eines Projektes abzuschätzen, wenn es überschaubar ist und nicht von politischen Entscheidungen auf nationaler oder internationaler Ebene abhängig ist. Auch die mitteleuropäischen Industrie-Struktur mit 75% der Beschäftigung in KMU sowie die Diversität der Brennstoffsportimente bestätigen eine solche Wahl. Vor allem die wechselnden Brennstoffsportimente machen zum Beispiel eine zentrale Vergasung und Gewinnung von gasförmigen oder flüssigen Treibstoffen schwierig und verlustreich. Vom Alpenraum und den Nordländern abgesehen ist ein riesiges Potential von Biomasse-Brennstoffen im europäischen Raum „nicht-holzlig“, aus Getreidereststoffen und anderen grasartigen Substanzen. Bei den trockenen, pelletierbaren Reststoffen macht Holz, in Form von Sägemehl, gar nur einen Achtel von 55 Millionen Tonnen pro Jahr aus (Zahlen für die EU25, 2004).

Vom Alpenraum und den Nordländern abgesehen ist ein riesiges Potential von Biomasse-Brennstoffen im europäischen Raum «nicht-holzlig»

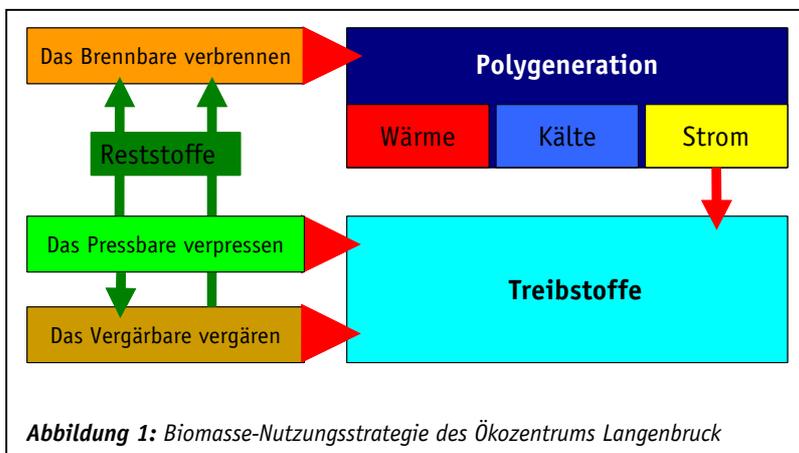


Abbildung 1: Biomasse-Nutzungsstrategie des Ökozentrums Langenbruck

Dabei wird sowohl aus ökonomischen wie technischen Gründen eine logische Strategie klar: die einfach nutzbaren, aber teuren, flüssigen oder gasförmigen Brennstoffe in Form von Biodiesel, Bioethanol und Biogas sind prädestiniert für den Transport und können dort auf Grund der Steuerbefreiung mit den konventionellen Treibstoffen schon heute konkurrieren. Der schwierigere Rest, die feste Biomasse, kann auf Grund der hohen Anlagenkomplexität oder des geringen Leistungsgewichts nur stationär sinnvoll genutzt werden.

Potentiale in der Schweiz für Feststoffbiomasse-WKK

In der folgenden Analyse unterscheiden wir drei verschiedene Datenquellen:

1. Die im Inland verfügbare Biomasse unter der Annahme einer konstanten Konversionseffizienz.
2. Die Untersuchung der installierten Heizleistung auf Grund ihrer Grösse und Annahme einer prozentualen Bereitschaft zur Installation einer WKK-Anlage.
3. Marktbeurteilungen verschiedener Akteure aus Industrie und Politik.

0. Ist-Zustand

Im Jahre 2004 wurden in der Schweiz 3147 GWh (5% der Gesamtproduktion) Strom aus thermischen Anlagen (ohne KKW) gewonnen. Davon wurden 565 GWh (18% der thermischen Stromproduktion) in kleinen WKA mit einer elektrischen Leistung von unter 1 MW produziert. **Die installierte Leistung von Holzverstromungsanlagen wird per 2004 auf etwa 5 MWe geschätzt, die Gesamtproduktion auf 30,6 GWh¹ (0,2% der thermischen Stromproduktion).** Im Leistungsbereich von 50–250 kWel waren ca. 500 fossil betriebene Aggregate mit einer Gesamtleistung von 59 MWe installiert. Im genannten Leistungsbereich existiert keine Anlage, die mit Holzbrennstoff betrieben wird.

Vergleich mit momentanem Wachstum WKA (hauptsächlich gasbetrieben):

Zwischen 2000 und 2004 wurden jährlich durchschnittlich 35 Klein-WKA (bis 1 MWel) installiert (Eicher und Pauli 2003). Um das Potenzial von ca. 4500 Anlagen (10% der potenziellen fossilen Anlagen ab 60 KWth, siehe weiter unten) bei heutiger Erschliessungsgeschwindigkeit auszuschöpfen, würden 130 Jahre vergehen.

¹ Eicher und Pauli, 2002

1. Biomasse-Potentiale

Nach neuesten Bewertungen¹ beträgt in der Schweiz der Energiewert der heute theoretisch **nutzbaren Biomasse** 330 PJ (92 TWh), wovon 124 PJ (35 TWh) als ökologisch sinnvoll nutzbares Potential betrachtet werden. Von letzterem Wert fallen mindestens zwei Drittel (23 TWh) in Form von nicht- oder schwervergärbaren Feststoffen an. Mit einem tiefen Konversionswirkungsgrad von 20% bedeutet dies ein Potential von 4,6 TWh oder 8,2% des Schweizer Stromkonsums (56 TWh, Bezugsjahr 2004).

Das energetische Potenzial von **Waldholz, Feldgehölze und Hecken** wird in der Schweiz bei ökologischer Nutzung auf ca. 34–44 PJ (inkl. Alt- und Restholz 43–54 PJ) im Jahre 2025 geschätzt. Bei kompletter Nutzung des energetischen Potenzials von maximal 54 PJ in Holz-WKA wäre eine maximale Stromproduktion von 2,9 TWh möglich. Dies unter der Annahme einer gleichmässigen Verteilung der Holzmenge auf die WKK-Struktur (siehe weiter unten) mit einem proportional der Leistung angepassten Stromwirkungsgrad von 17–25,5%. So könnten mit dem gesamten Holzpotenzial 2025 der Schweiz 5.2% des momentanen Stromverbrauches (2004) gedeckt werden.

2. Installierte Heizleistungsstruktur

Tabelle 1 zeigt das Potenzial von Holz-WKA auf Grund der Struktur der Wärmehöchstlastverteilung in der Schweiz. Grundlage bilden Daten zur Verteilung des Wärmehöchstbedarfs pro installierte Einheit² aus dem Jahre 1996 sowie eine Prognose des Wärmehöchstlastbedarfs für das Jahr 2010³. Der Wärmebedarf der Schweizer Haushalte und Industrie verändert sich in den verschiedenen Szenarien nur unwesentlich. Die Wärmehöchstlastverteilung in **Tabelle 1** ist daher repräsentativ.

Wärmehöchstklassen** [kWth]	Anlageleistung WKK [kWth]	Nutzbedarf thermisch 2010 [PJ]	Potenzial fossile WKK [Anzahl Anl.]	Potenzial für Holz WKK (25%*) [Anzahl Anl.]	Potenzial für Holz WKK (50%*) [Anzahl Anl.]	Benötigte Holzenergie (25%*) [PJ]	Benötigte Holzenergie (50%*) [PJ]	Stromprodukt ion fossil WKK [GWh/a]	Stromprodukt ion Holz WKK (25%*) [GWh/a]	Stromprodukt ion Holz WKK (50%*) [GWh/a]
8	2	21.1	544681	136170	272341	5.0	10.1	1258	203	405
25	8	35.7	230393	57598	115196	8.5	17.1	2129	343	685
41	12	32.1	138106	34527	69053	7.7	15.3	1914	308	616
82	25	43.8	90453	22613	45227	11.2	22.3	3008	561	1121
200	60	29.5	25384	6346	12692	7.5	15.0	2026	378	755
400	100	23.1	11926	2982	5963	5.9	11.8	1586	296	591
650	195	14.5	4130	1033	2065	4.3	8.5	1185	257	514
820	246	6.4	1445	361	723	1.9	3.8	523	113	227
1000	310	4.2	807	202	404	1.3	2.6	368	80	160
2000	660	4.6	415	104	208	1.4	2.9	403	87	175
4000	1680	5.3	200	50	100	1.8	3.6	495	107	215
8000	3300	5.6	108	27	54	1.9	3.8	523	113	227
>12000		0.5				0.2	0.4			
Total:		226.4	1048050	262012	104805	58.6	117.2	20985	3348	1339
200-3300 KWth		41	7106	1776	3553	13	25	3497	758	1517

$\eta_e = 17\%$ hges = 85%

$\eta_e = 21.25\%$ hges = 85%

$\eta_e = 25.5\%$ hges = 85%

(*) = wenn 25% bzw. 50% der potenziellen fossilen Anlagen mit Holz ersetzt werden. Achtung: dabei wird auch der Wirkungsgrad entsprechend angepasst.

(**) = im Falle von WKK bedeutet dies die Summe der Heizleistung inklusive Spitzenkessel.

Tabelle 1: Anzahl und Leistung möglicher WKA auf Grund der Wärmehöchstlastverteilung in der Schweiz von 1996 bezogen auf den prognostizierten Wärmebedarf 2010.

Lesebeispiel zu Tabelle 1 (rot markiert): Würden 25% aller potentiellen WKA mit einer thermischen Leistung von 200–3300 kW in Form von Biomasse-WKA realisiert, könnte mit 1776 Anlagen 758 GWh Strom produziert werden (1,6% des aktuellen Stromkonsums). Dazu würden 13 PJ Biomasse-Energie benötigt werden, was ca. 16% des Biomassepotentials 2025 entspräche.

¹ Infras 2004

² Statistik des Verbandes Schweizerischer Öl- und Gasbrenner-Hersteller von 1996

³ Szenario „Politikvariante Energiegesetz vor CO2-Neutralisierung, SoA Prognos 2001

Vergleich mit aktueller Holzenergienutzung

In der Schweiz wurden 2003 rund 2,7 Mio. Kubikmeter Holz energetisch genutzt. Dies entspricht einer Energiemenge von ca. 22 PJ. Davon wurden 62% (13,6 PJ) in Holzfeuerungen grösser als 50 kWth verbrannt.

3. Politische Einschätzungen verschiedenster Akteure

Das Potenzial von WKA in der Schweiz wird in verschiedenen Studien und Berichten (Prognos 2001, PSI 2001, www.waermekraftkoppelung.ch, Vision 2050) unterschiedlich eingeschätzt. Gründe für diese unterschiedlichen Prognosen sind verschiedene politische, gesellschaftliche, wirtschaftliche und technische Zukunftsszenarien. Die theoretisch mögliche Obergrenze liegt laut Prognos (2001) bei ca. 30 TWh/a Strom aus WKA – falls davon 10% mit Biomasse befeuert würden, ergäbe dies 3 TWh.

Der WKK-Fachverband schätzt das Potential von WKA in der Schweiz für 2010 total auf 5500 GWh el, wovon 400 GWh (0,7% des aktuellen Stromkonsums) mit Feststoffbiomasse betrieben wären.

Das Mengenpotenzial (unabhängig von Kosten und Akzeptanz) für die Stromproduktion aus Holz und holzartiger Biomasse in der Schweiz ist laut AXPO für 2025 bei 1900 GWh (3,4% des aktuellen Stromkonsums).

Zusammenfassung der Potentialstudien

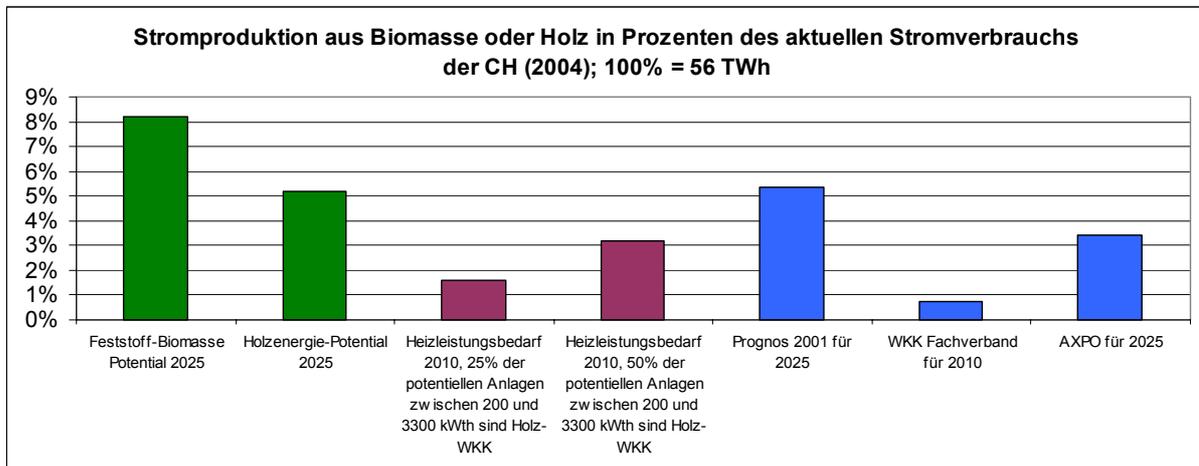


Abbildung 2: Die Einschätzungen der Stromproduktion aus Biomasse in der Schweiz reichen von unter 1% bis über 8% des heutigen nationalen Stromverbrauchs. Grüne Schattierung bezeichnet die Abschätzungen auf Grund des Brennstoffangebots, violette Schattierung bezeichnet die Berechnungen auf Grund der Heizleistungsverteilung und blau eingefärbt sind die Aussagen politischer Akteure.

Zuwachspotenzial

Bei etwas über 30 GWh Stromproduktion aus mit Holzbrennstoff betriebenen WKA und einem geschätzten Potenzial von ca. 2000 GWh besteht ein grosses Zuwachspotenzial. Dieses Zuwachspotenzial ist nicht in allen Leistungsbereichen gleich verteilt, obwohl es generell noch sehr hoch liegt. Der Ausschöpfungsgrad (Anteil installierter Anlagen am technischen Potenzial) ist vor allem in den Leistungsbereichen 200–2000 kW und >5 MWe höher als in anderen. Im Leistungsbereich von 200–2000 kW liegt der Ausschöpfungsgrad von WKA mit Erdölbrennstoff bei 2%, bei Anlagen mit Erdgasbetrieb bei 16%. Der Ausschöpfungsgrad von WKA der Leistungsklasse >5 MWe liegt bei über 60%. Die übrigen Leistungsklassen haben Ausschöpfungsgrade von maximal 1% (Eicher und Rigassi 2003). Die vorliegenden Zahlen basieren auf Studien, die primär fossile WKA betrachten. Die sehr tiefen Ausschöpfungsgrade zeigen aber auch das für holzbetriebene WKK-Anlagen beachtliche Entwicklungspotenzial.

Potentiale in der EU25

452 Millionen EuropäerInnen stehen 7 Millionen EinwohnerInnen der Schweiz gegenüber. Das Potential der Biomasseenergie für die EU25 ist aber nicht nur um diesen Faktor 65 höher, sondern um ein Vielfaches davon! Dies kann mit den folgenden Argumenten und Fakten illustriert werden:

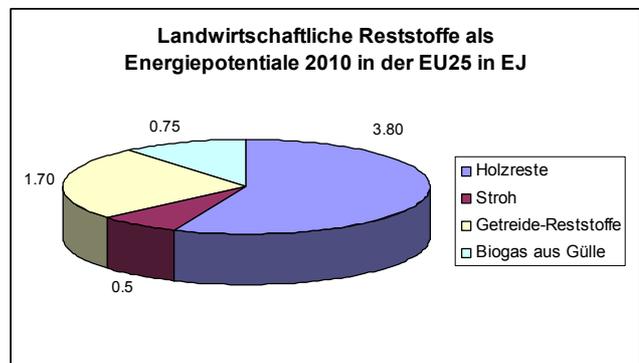
- Der Selbstversorgungsgrad und die dadurch proportionale landwirtschaftliche Tätigkeit sowie die ebenfalls ungefähr proportionale Biomasseverfügbarkeit ist in fast allen Ländern der EU25 deutlich höher als in der Schweiz. Als Beispiel entspricht in Serbien-Montenegro der Heizenergiegehalt der auf dem Felde abgepackelten Ernterückstände etwa dem halben nationalen Heizenergiebedarf (von 10 Mio. EinwohnerInnen).
- In Deutschland könnte allein mit dem Einsatz der heute ausgeschiedenen landwirtschaftlichen Stilllegungsflächen¹ ein grösserer prozentualer Anteil an Biomasse-Energie erzeugt werden als mit dem gesamten Biomasse-Potential 2025 der Schweiz.
- Im gesamten Raum des ehemaligen Ostblocks sind selbst in kleineren Städten Fernwärme-Verbunde die Regel, so dass schon heute viele mittlere und grössere Heizzentralen² mit WKK-Potential oder WKK-Nutzung installiert sind, allerdings mit beträchtlichem Erneuerungs- und Modernisierungsbedarf. Als Beispiel kann die Stadt Warschau angeführt werden, wo 70% des Wärmebedarfs der 1,7 Mio. EinwohnerInnen mit fünf kohlebefeuerten WKA und einer Abfallverbrennungsanlage gedeckt wird³.
- Kein anderes europäisches Land ausser Norwegen hat einen so hohen Anteil an Wasserkraft wie die Schweiz, so dass der Stellenwert von Biomasse-Energie als Teil der Palette der erneuerbaren Energie generell tiefer bewertet wird – mit entsprechenden Auswirkungen auf die Ausrichtung von Gewerbe, Industrie und politischer Unterstützung. EU-Ziele 2010 bei den erneuerbaren Energien sehen vor, dass 35%⁴ des erneuerbaren Stroms mit Biomasse generiert werden soll.
- In einem Kontext der stark wachsenden Produktionskapazitäten bei Windenergie und Photovoltaik in der EU25 könnte der Wärme-Kraft-Kopplung auch die Rolle der Netzstabilisierung, d.h. die Bereitstellung von dezentraler Back-Up-Leistung stärker zugeordnet werden (sog. virtuelle Kraftwerke). Heute dienen zu diesem Zweck Speicherseen-Pumpkraftwerke, deren Kapazität aus topologischen und ökologischen Gründen nicht beliebig ausgebaut werden kann.



Um die Argumente noch zahlenmässig zu hinterlegen, sind die folgende Daten von Bedeutung. In der EU25 wurden im Jahr 2002 3,9% des gesamten Primärenergieverbrauchs mit Biomasse gedeckt. Von diesen 2.6 EJ wurden 81% mit Holz, Holzresten und Energiepflanzen bereitgestellt.

Biomassepotenzial

Bis 2010 besteht in der EU25 ein Potenzial für Energie aus Holz- und Landwirtschaftsreststoffe von 6,75 EJ. Zusätzlich könnten 2 EJ Energie aus Anbaubiomasse bereitgestellt werden. Davon ca. 60% in Form von fester Biomasse für die Verwendung in WKA.



¹ Bundesministerium für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft BMVEL, 2005

² Foto: eine Dampfturbine der Kohle-WKA, welche die Stadt Warschau versorgen – Quelle: Ökozentrum Langenbruck

³ IEN (Instytut Energetyki Warszawa), 2005

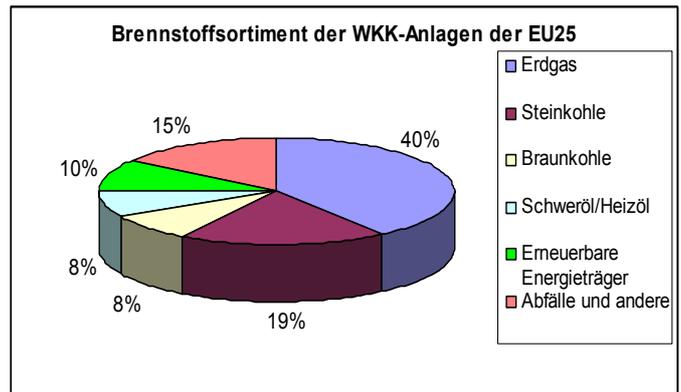
⁴ EU, Landesbank Baden-Württemberg, 2002

WKK-Potenzial

In der EU25 wurden im Jahr 2002 299,2 TWh WKK-Strom erzeugt. Dies entspricht 9,9 % der Stromerzeugung insgesamt.

Die installierte Kapazität von WKA belief sich im Jahr 2002 in der EU25 auf rund 92 GW.

Im Jahr 2002 wurden ca. 43 TWh (0,15 EJ) Strom aus Biomasse produziert. Bis 2010 sollen 162 TWh Strom aus Biomasse stammen, davon ca. ein Drittel aus Biomasse-WKA.



Einbettung in globale Szenarien zur Energiezukunft nach dem Fossil-Peak



Selbst bei stark reduziertem Energieverbrauch wird die zukünftige Menschheit nur einen kleineren Teil der Energieversorgung mit Biomasse-Energien und konventionellen Wasserkraft decken können. Der grössere Teil (vermutlich mehr als 2/3) wird mit Wellen- und Windkraft, Geothermie sowie der direkten Nutzung der Sonneneinstrahlung bereitgestellt werden müssen. Die beiden letzteren Quellen können selbstverständlich auch als WKA (Dampf, ORC oder Thermo-Ionics)

ausgebildet sein, so dass die Nachfrage nach WKK-Technik entsprechend auch aus diesem Sektor ergänzt wird. Bereits heute sind im Westen der USA rund 250 Megawatt Kraftwerksleistung mit Solar-Dampfkraftwerken¹ installiert.

In Deutschland wird ein Teil der ORC-Dampf-Kleinkraftwerke² für die Nutzung von kleineren geothermischen Quellen eingesetzt. Bei allen Szenarien für eine nachhaltige Energieversorgung wird klar, dass bei gesteigerter Energieeffizienz und insgesamt sinkendem Energieverbrauch nicht nur der Anteil, sondern die Gesamtnachfrage nach elektrischer Energie stark steigen wird. WKK-Technik wird in diesem Umfeld eine wichtige Rolle spielen.



¹ Bild: Parabol-Rinnen-Receiver zur Dampferzeugung. Schott Rohrglas GmbH

² Bild: Geothermie Kleinkraftwerk in Neustadt-Glewe (D) von GMK (Gesellschaft für Motoren und Kraftanlagen mbH)

Ökonomische Bewertungsmethoden und Strategien

Was ist ein investorengerechtes Bewertungsverfahren?

Unternehmen und Institutionen müssen innovativ sein, um sich den zunehmenden Herausforderung im Energiesektor stellen zu können. Sowohl ökologische wie gesellschaftliche Rahmenbedingungen verlangen in Zukunft ein vehementes Umschwenken auf eine Energiebereitstellung aus erneuerbaren und nachhaltig bewirtschafteten Quellen. Parallel dazu sind rigorose Anstrengungen in der Effizienz und Effektivität des Energieeinsatzes angesagt. Daher ist es Aufgabe der Gesellschaft und im speziellen der Unternehmen und Institutionen, immer nach neuen Ideen im technologischen Umfeld Ausschau zu halten und diese sowohl einer technologischen wie auch wirtschaftlichen und sozialen Bewertung zu unterziehen.

Damit stehen die Unternehmen des öfteren vor der Schwierigkeit, neue Technologien, die in Zukunft interessant sein könnten, heute zu bewerten. Dies findet in einem wirtschaftlichen Umfeld statt, welches starker Volatilität unterworfen ist und es fraglich ist, wie weit dieses Umfeld zukünftige Entwicklungen überhaupt noch in adäquater Intensität generieren, das heisst finanzieren kann. Die Rede ist vor allem von möglichen Krisen in sogenannten Finanzmärkten, welche zum Teil zu irrationalen Investmentstrategien führen können.

Eine Bewertung von einzelnen Technologien aus Investorensicht ist in Fachkreisen und in der Fachliteratur noch wenig bekannt.

Technologiebewertungen werden heute vor allem innerhalb einer Unternehmensbewertung im Innovationsmanagement¹ oder auf Stufe ganzer Volkswirtschaften und zusammenhängender Wirtschaftsräume² gemacht.

Dabei liegt bei den Unternehmen der Fokus auf dem Wettbewerbsvorteil, der durch eine frühzeitige Erkennung von Trends und Marktpulsen resultieren kann. Allein die Chance, mit einer geeigneten Technologiefrüherkennung zeitlich vor der Konkurrenz zu sein und mit dem Aufbau von Kompetenz und Marktvorteilen punkten zu können, wird für eine nachhaltige Entwicklung unserer Gesellschaft nicht mehr genügen. Eine Technologiefrüherkennung im Energiebereich hat eine breite gesellschaftliche und volkswirtschaftliche Brisanz. Die Energie- und die daraus abgeleiteten Technologiefragen allein den Kräften des Marktes zu überlassen, kann vermutlich den hohen Anspruch an die gesellschaftliche Relevanz in Zukunft nicht mehr befriedigen.

Aus diesem Grunde sind in dieser Studie neben den klassischen Methoden auch Bewertungsmodelle anskizziert, die eine breitere und ganzheitlichere Sicht der zur Diskussion stehenden Technologien erlaubt. Die meisten dieser neuen ganzheitlichen Modelle sind noch nicht soweit ausgereift, dass sie direkt in der Praxis angewandt werden können. Hier besteht noch einiges an Forschungs- und Entwicklungsbedarf.

Die Energie- und die daraus abgeleiteten Technologiefragen allein den Kräften des Marktes zu überlassen, kann vermutlich den hohen Anspruch an die gesellschaftliche Relevanz in Zukunft nicht mehr befriedigen.

Eine ganzheitliche Technologiebewertung kann zusätzlich mithelfen, die negative Korrelation zwischen Unternehmenserfolg und der Bereitschaft, in risikobehaftete Technologien zu investieren³, zu durchbrechen und somit volkswirtschaftlich wichtige Innovationschancen nicht zu verpassen.

Ein Zwischenschritt zwischen den klassischen finanztechnischen Methoden und dem ganzheitlichen Ansatz bilden die SWOT-Analyse und das Benchmarking. Eine SWOT-Analyse berücksichtigt auch Kriterien nicht technischer Natur wie Marktdurchdringung, Anzahl der aktiven Unternehmen, Art der Risikobewertung etc.. Beim Benchmark werden die Technologien direkt untereinander verglichen oder im Verhältnis zu bekannten subsidiären Technologien (z.B. nicht erneuerbare Verfahren) bewertet. Neben diesen beiden Methoden gibt es weitere Darstellungsformen wie z.B. den *Technology Radar Screen* von Gartner⁴.

¹ z.B. Insti Innovation e.V. - <http://www.inev.de> oder «Technologiebewertung im Innovationsmanagement», Discussion Paper 2005-06, Dornberger/Lind/Lüthy, FHNW

² Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung, <http://www.izt.de>

³ Discussion Paper 2005-06, Dornberger/Lind/Lüthy, FHNW; Kap.1 Abb.1

⁴ vgl. Gartner www.gartner.com

Methoden-Übersicht

Wie sollen sich nun aber Investoren für einen Technologiebereich entscheiden können und mit welchen Hilfsmitteln? Grundsätzlich interessiert die Investoren bei einer Kapitalanlage deren **Ertragserwartung** (Performance, Rendite) und welches **Risiko** dafür eingegangen werden muss (Volatilität, Shortfall-Risk, Value-at-Risk etc).

Um das Potential von künftigen Technologien im Bereich der erneuerbaren Energien früher erkennen und damit breiter aus dem Kapitalmarkt unterstützen zu können, wäre für grosse Investoren und Anlageberater eine Methode wünschenswert, die auf einfache Art neue Technologien bezüglich Rendite, Risiko, Rohstoffsensitivität, Umsetzungshürden, Vertragssicherheit etc. beurteilen lässt. Zur Zeit ist dafür kein voll befriedigendes Werkzeug bekannt. In der aktuellen Situation werden die eher aufwendigen und umfänglichen Abklärungen und Prüfungen nach wie vor für jede Anlage (Kreditanfrage) einzeln durchgeführt¹.

Für die heutigen Investitionsentscheide wird eine Unternehmensbewertung der Technologiebewertung gegenüber vorgezogen.

Bei Finanzierungen über Business Angels, Venture Capital, Private Equity etc. investieren die Geldgeber direkt in Unternehmen über eine Eigenkapitalbeteiligung oder einen Beteiligungsfonds. Aus diesem Grunde steht und fällt vieles mit der Bewertung des Managements bzw. des Unternehmers selber. Die Technologiebewertung ist dabei oft eine interne Sache der Unternehmung. Traut man der Führungsscrew die erfolgreiche Umsetzung und rentable Betreibung einer Anlage zu, sind für eine Finanzierung die Haupthürden genommen².

Für die Unternehmensbewertung kommt vor allem die **DCF (Discounted Cash Flow-Methode)** zum Einsatz. Ergänzend wird mit einer **Sensitivitätsanalyse** die Auswirkungen des Rohstoffpreis- und Zinsumfeldes auf den Ertragswert in verschiedenen Szenarien (worst case, erwartet, best case) aufgezeigt.

Neben der heute gebräuchlichen Bewertung von Unternehmen/Projekten nach der DCF/Sensitivitätsanalyse (heutiger Standard) soll hier auch ein Ausblick auf zukünftige Methoden zur ganzheitlichen Technologiebewertung gegeben werden. Dabei ist es das erklärte Ziel, von der eigentlichen Unternehmensbewertung weg zu kommen auf volkswirtschaftliche Ebenen, welche eine Technologie und ihre volkswirtschaftliche „ganzheitliche“ Bedeutung bereits vor dem Unternehmerentscheid beurteilen lässt.

Als eine Erweiterung kann dabei bereits die Methode der **Benchmark- und SWOT-Analyse** mit den Stärken und Schwächen der einzelnen Technologie sowie Chancen und Risiken im marktwirtschaftlichen Umfeld betrachtet werden.

Der Versuch einer ganzheitlichen Beurteilung der Investition unter Berücksichtigung von wirtschaftlichen, strukturellen, technischen, sozialen, ökologischen und politischen Aspekten soll mit der Methode „**Zukunftsmodell**“ aufgezeigt werden. Dabei handelt es sich um eine Methode, die an Analogien aus der Gebäudebewertung³ und bei der ökologisch/ethischen Anlagebewertung⁴ anknüpft.

Als eine wichtige Grundlage der Technologiebewertung dient das Verständnis für die unterschiedlichen Technologiearten, die in Zukunft für die WKK aus fester Biomasse (Wärme-Kraft-Koppelung; Wärme und Strom gleichzeitig) auf dem Markt zum Einsatz vorgesehen sind. Zur besseren Beurteilung der jeweiligen Technologie und derer Reproduzierbarkeit kommt man um eine Systematisierung und Charakterisierung der Technologie mit speziell ausgewählten Parametern⁵ nicht herum.

¹ vgl. Kreditprüfungsabteilung erneuerbare Energien, ABS Olten

² vgl. Kreditprüfungsabteilung erneuerbare Energien, ABS Olten

³ Rating e-top und ABS-Gebäudebewertungsmodell

⁴ «Börse oder Leben - Geld ökologisch-ethisch anlegen», Jean-Luc Gérard, Rüegger Verlag, 2002

⁵ Technologiebewertung im Innovationsmanagement, Discussion Paper 2005-6, Dornberger/Lind/Lüthy, Fachhochschule Solothurn/Nordwestschweiz

Die Beurteilungen können also in drei Gruppen aufgeteilt werden:

	Technologievergleiche	Projektbezogene Analyse	Unternehmenbezogenes Rating
Methoden	<ul style="list-style-type: none"> • SWOT-Analyse • Zwei-Parameter-Vergleiche (verschiedene) • Technology Radar (Gartner) 	<ul style="list-style-type: none"> • Benchmarking • Ganzheitliche Bewertung • Sensitivitäts-Analysen • DCF-Methode • Betriebswirtschaftliche Analyse 	<ul style="list-style-type: none"> • DCF-Methode • Unternehmens- oder Projekt-Konsortiums-bewertung (klassisch) • Betriebswirtschaftliche Analyse
Verwendung in diesem Dokument	Werden auf den folgenden Seiten und im Kapitel «Schnell-Info» verwendet	Präsentation einiger Beispiele (exemplarisch bzw. für existierende Pilotprojekte real)	Ist bis auf geringen, subjektiven Einfluss auf SWOT-Analyse nicht angewendet

Betrachtete Technologien

Die anlässlich dieser Studie untersuchten Technologiearten für WKA mit dem Rohstoff Feststoffbiomasse:

	Technologieart	Abgekürzte Bezeichnung in Diagrammen
1	Dampfenergie-Systeme (Turbine oder Motor)	Dampfturbine
2	ORC-Turbine (geschlossenes Dampfsystem mit organischem Medium anstatt Wasser)	ORC
3	Dezentrale Biomasse-Vergasung mit motorischer Nutzung	Vergas.+Motor
4	Extern befeuerte Gasturbine	EFGT
5	Stirlingmotor	Stirling
6	Dezentrales Diesel-BHKW mit zentraler Biomass-to-liquid Raffinerie (BTL)	BTL+dez. WKA
7	Kombi-Kraftwerk mit Druckvergasung, Brennstoffzelle (FC), Heissgasreinigung, Gas- und Dampfturbine. Grossanlagen.	Druck-Verg.+FC-Kombi
8	Zentrale Biomasse-Vergasung, Reinigung und Einspeisung ins Gasnetz; dezentrale Brennstoffzelle am Gasnetz	Vergas.+dez. FC
9	extern befeuerter Millermotor (Aactor®)	Aactor
10	Thermo-Ionische Zellen zur Nutzung von Wärme aller Art	Thermo-Ionics
11	Feststoff-Staubbefeuerte Gasturbine mit Heissgasreinigung.	DFGT
12	Inverser Gasturbinen-Prozess	IGT

Die Beschreibungen befinden sich im Kapitel «Schnell-Info». Die Reihenfolge der Liste entspricht von oben nach unten in etwa der realen oder potentiellen Marktreife. 1 bis 4 sind schon auf dem Markt erhältliche, bzw. lange eingeführte Systeme. 5 und 6 sind im Erprobungsstadium. Die weiteren Systeme (7 ff.) sind erst Konzepte oder befinden sich im Entwicklungsstadium. 10 bis 12 sind Systeme, deren Realisierungspotential noch nicht abschätzbar ist.

Technologie: Zwei-Parameter-Vergleiche und Radar Screen

In den folgenden Diagrammen sind vergleichbare Parameter aufgeführt. Fehlt eine Technologie in einem Diagramm, ist die entsprechende Bewertung (noch) nicht anwendbar.

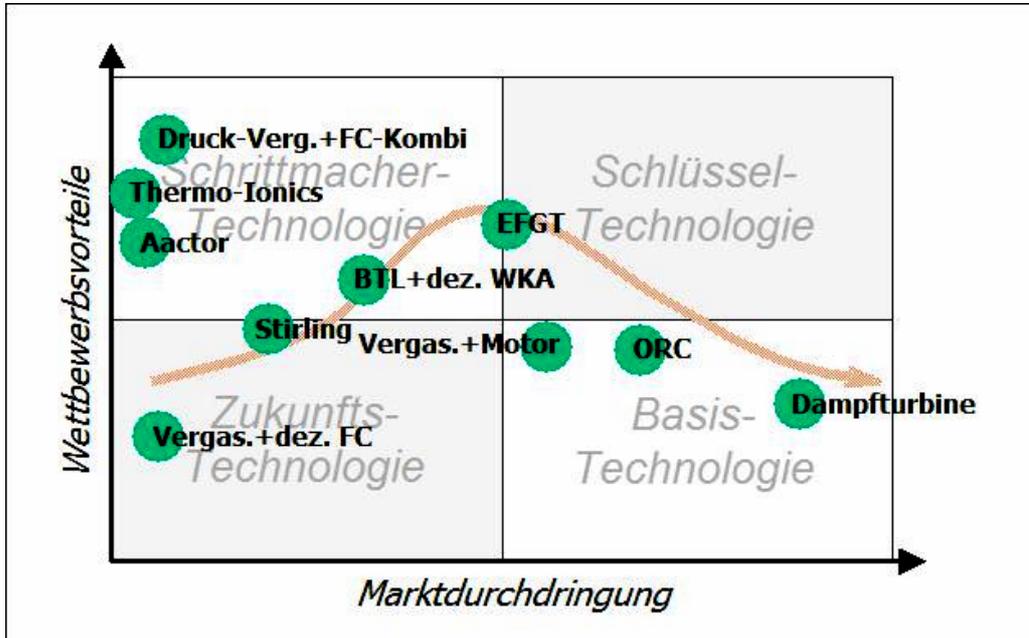


Abbildung 3: Wettbewerbsvorteile versus aktuelle Marktpräsenz bzw. -durchdringung

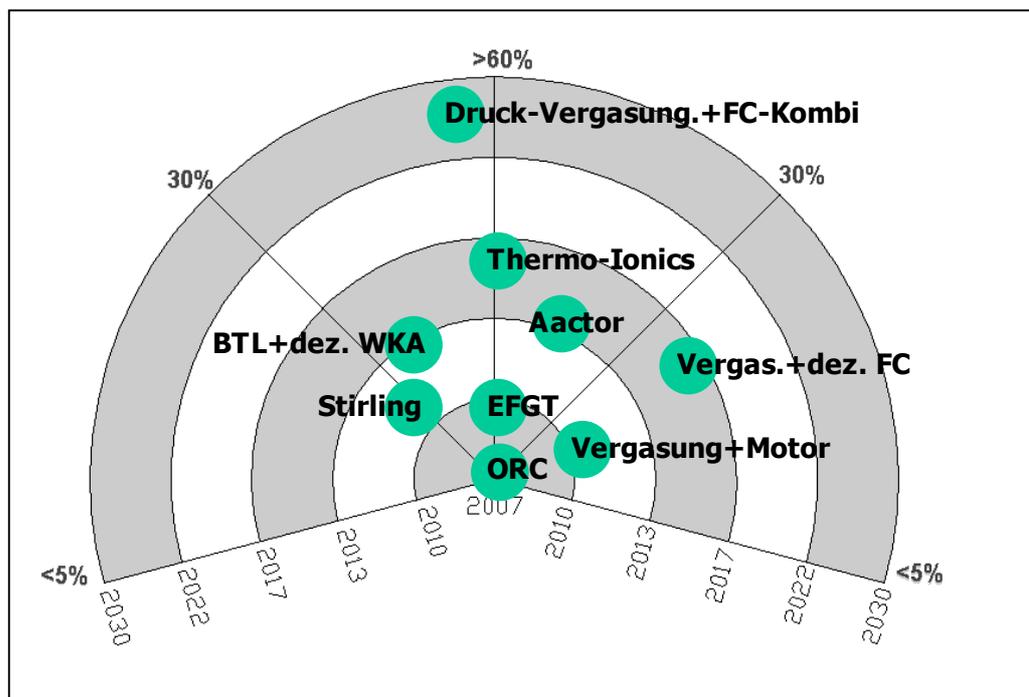


Abbildung 4: Technology-Radar-Screen (nach Gartner)

Die beiden Darstellungen enthalten, wie leicht zu erahnen ist, auch subjektive Beurteilungen. Objektiver ist die Angabe technischer Fakten wie im folgenden:

elektrischer Wirkungsgrad η_e - aktuell und potentiell

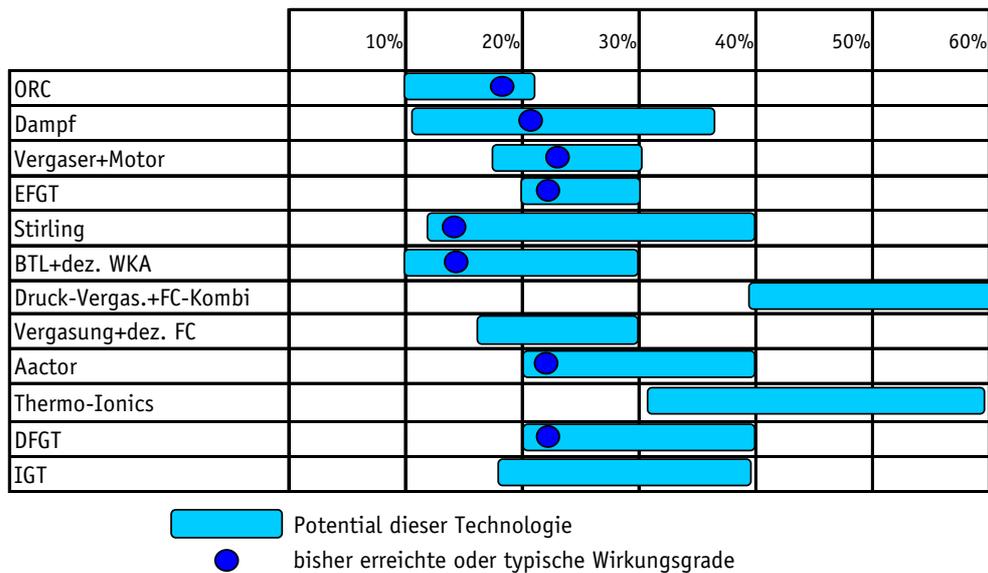


Abbildung 5: Zwei-Parameter-Darstellung der elektrischen Wirkungsgrade. Bei den Technologien ohne dunkelblauen Punkt gibt es noch kein bewertbares Projekt.

SWOT-Analyse

Mit einer SWOT-Analyse werden einerseits die Stärken und Schwächen der jeweiligen Technologieart aufgezeigt sowie die Chancen und Risiken, die dem Investor aufgrund der Fokussierung auf eine neue Technologie erwachsen können. Die SWOT-Analyse übernimmt von den einzelnen Technologiearten die Stärken und Schwächen wie Einsatzgebiet, Komplexität des Verfahrens, Marktreife, rechtliche Situation, Erfahrung etc. und stellt sie den Chancen und Risiken der externen Rahmenbedingungen wie politischen Entscheidungen, Zukunftsszenarien, Energieabgaben, Preisentwicklung etc. gegenüber.

Bei der SWOT-Analyse werden pro Technologie ein Stärken/Schwächen-Profil und ein Chancen/Risiken-Profil aufgenommen. Die SWOT-Analyse fasst die Parameterbeurteilungen aus der Benchmark-Analyse in einem Stärke/Schwächen- und einem Chancen/Risiken-Profil zusammen. Der Vorteil der SWOT-Analyse ist die Möglichkeit der Berücksichtigung von weichen Faktoren (sog. Softkriterien) sowie von Faktoren ohne vollständige systematische Erfassung.

Die SWOT-Analysen zu den hier untersuchten Technologiearten sind dem Kapitel «Schnell-Info» zu entnehmen.

Projektbezogen: Benchmarking

Die Technologiebewertung Benchmark-Analyse baut auf zwei Gruppen von Parametern auf. Einerseits auf 13 Technologieparameter und andererseits auf 10 Parameter zu den externen Rahmenbedingungen. Mit der Beurteilung dieser Parameter wird ein Benchmark unter diesen Technologiearten gemacht. Folgende Parameter werden zur Technologiebewertung herangezogen:

Benchmark exemplarisch an BTL+dez. WKA (Biomass-to-liquid und dezentraler Dieselmotor)

Parameter Technologie (Verfahrensspezifisch)		-5	-4	-3	-2	-1	0	+1	+2	+3	+4	+5
1	Einsatzgebiet										x	
2	Interdependenzen										x	
3	Lebenszyklusphase					x						
4	Technologiekomplexität				x		x					
5	Patentsituation					x						
6	Substitutionstechnologie								x			
7	Technologie-Reifegrad		x									
8	Technologie-Potential							x				
9	Marktdurchdringung				x							
10	Energiewichtigkeit										x	
11	Major/Minor-Technologie										x	
12	Investitionsrahmen			x								
13	Investitionsträger							x				

Quellen: Kriterien: Discussion Paper 2005-6, FHNW/ Darstellung Oezl

Parameter externe Rahmenbedingungen		-5	-4	-3	-2	-1	0	+1	+2	+3	+4	+5
14	Marktakzeptanz											x
15	Versorgungs-Sicherheit								x			
16	Versorgungs-Potential						x					
17	Strommarktöffnung				x							
18	Energieszenarien						x					
19	Gesetzliche									x		
20	Rahmenbedingungen					x						
21	Umweltverträglichkeit					x						
22	Markteintrittsbarrieren							x				
23	Ethische Aspekte							x				
24	Fertigungskompetenzen					x						
25	Lieferanten Anlagen					x						
26	Lieferanten Brennstoffe								x			
27	Zukunftstrends											x

Quellen: Kriterien: Discussion Paper 2005-6, FHNW/ Darstellung Oezl

Projektbezogen: Ganzheitlicher Ansatz (Zukunftsmodell)

Mit einer ganzheitlichen Technologiebewertung für Investoren betreten wir zu einem grossen Teil Neuland. Dabei geht es vor allem darum abzuschätzen, welche Technologie sich in Zukunft durchsetzen wird. Kriterien sind hier neben den rein ökonomischen Kennzahlen Werte wie Kundenakzeptanz, Komplexität, Sensitivität auf politische und wirtschaftliche Veränderungen, Entwicklungsstand (Time to market), Ökobilanz etc. Die einzelnen Technologiearten werden dabei als Hexagramm in einer Grafik dargestellt. Die Grösse der Fläche des Sechsecks entspricht dabei einem höheren Wert in der ganzheitlichen Technologiebewertung.

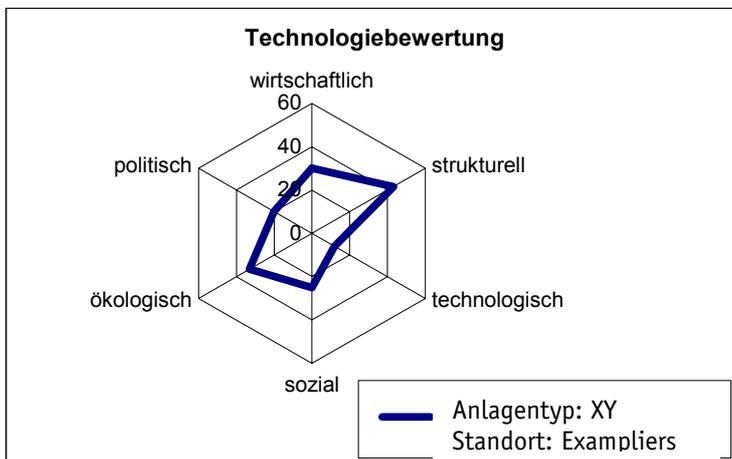


Abbildung 6: Beispiel, wie ein Technologie-Rating für einen Investor aussehen könnte. (Entwurf/Idee Ökozentrum 2006/PG)

Bei einer **ganzheitlichen Technologiebewertung** sind für den Investor neben den **wirtschaftlichen** auch **strukturelle, technische, soziale, ökologische** und **politische** Rahmenbedingungen¹ von Interesse. Diese sechs möglichen Beurteilungsbereiche sollen im folgenden näher erläutert werden:

Wirtschaftliche Betrachtungsmodelle

Neben den üblichen Kennzahlen wie speziellem Investitionsbedarf (CHF/kW), speziellen Brennstoffkosten, Volatilität der Energiepreise und Märkte kommen hier auch die unterschiedlichen Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen zum Zuge.

Strukturelle Rahmenbedingungen

Darunter fallen die Akzeptanz bzw. Widerstand der EVU gegenüber den dezentralen Systemen sowie die Vergütung der ins Netz exportierten Energie über den gesetzlichen Vorgaben (Vermarktung Ökostrom). Weiter sind hier auch die unterschiedliche Umsetzung der Massnahmen (Tempo, Etappierung etc.) bei einer allgemeinen Stromliberalisierung mit zu berücksichtigen.

Technologische Rahmenbedingungen

Hier gilt es abzuschätzen, wie weit die verschiedenen Technologien ausgereift sind, d.h. ob sie noch in der Pilotphase, quasi marktreif oder bereits im Markt etabliert sind². Neben den üblichen Jahresbetriebszeiten, Wirkungsgraden und Split elektrisch zu thermisch kommt hier die Komplexität des jeweiligen Verfahrens zur Bewertung sowie allfällige Betriebserfahrungen mit Ausfallstunden, Wartungsintervallen, Unterbrüchen etc.

¹ 7. St. Galler Forum für Nachhaltigkeitsmanagement 2005, «Micropower - Marktchancen u. Geschäftsmodelle zur Finanzierung Nachhaltiger Energie»

² 7. St. Galler Forum für Nachhaltigkeitsmanagement 2005 «Möglichkeiten und Hindernisse bei der Finanzierung von Biomassenprojekten»

Soziale Rahmenbedingungen

Unter die sozialen Rahmenbedingungen fallen die Endnutzerakzeptanz, die Marktdurchdringung, das Bewusstsein zum nachhaltigen Umgang mit Energie, die Bereitschaft für Ökostrom mehr zu zahlen etc. Weiter können unter diesem Oberbegriff die Trends am Markt und in der Gesellschaft berücksichtigt werden, z.B. die zunehmende Energieeffizienz des Gebäudestandards.

Ökologische Rahmenbedingungen

Rohstoffbeschaffung, Transportlogistik, nachhaltige Nutzung, Ökozertifikate sowie Ökobilanzen der verschiedenen Technologien sollen hier betrachtet werden. Dazu kommt die CO₂-Emission sowie der spezifische Ausstoss weitere Klimagase.

Politische Rahmenbedingungen

Unter die politischen Rahmenbedingungen fallen die jeweils geltenden gesetzlichen Bedingungen mit Artikeln zur Einspeisevergütung, Steuerbefreiung, Förderung durch die öffentlichen Hand, CO₂-Abgabe u.w.m. Generell wird hier die Attraktivität des Investments in innovative Technologien angeschaut.

Weitere Methoden

DCF-Methode

Bei der **Discounted-Cash-Flow-Methode (DCF)** handelt es sich um eine *Methode aus der Unternehmensbewertung*. Dabei werden in einer Planerfolgsrechnung die jährlichen Zahlungsströme (Free-Cash-flow; Gewinn vor Zinsen und Abschreibungen) über eine Prognoseperiode (Laufzeit) mit einem fixen oder variablen Diskontsatz (Kapitalisierungszinssatz z.B. 5%) auf den Anfangszeitpunkt der Investition abdiskontiert und addiert.

Die Finanzierungsstrukturen werden hier gegenüber dem reinen Ertragswertverfahren also stärker berücksichtigt. Der Cash-flow zeigt an, wie viel eigen erwirtschaftetes Geld dem Unternehmen für Investitionen, Kredittilgung, Steuern, den Ausgleich von drohenden Liquiditätsengpässen usw. zur Verfügung steht.

Ergänzend zur Discounted-Cash-Flow Betrachtung wird für jede Technologie eine **Sensitivitätsanalyse** gemacht, welche in verschiedenen Szenarien die mögliche Entwicklung der Rohstoffpreise, der gesetzlichen Vorschriften (Fördermodelle, UVP etc.), der gesellschaftlichen Trends etc. untersucht und ihre Auswirkung auf den Ertragswert aufzeigt. Dabei soll die Ertragssensitivität bei den verschiedenen Szenarien (worst case, erwartet, best case) durchgespielt werden. Nach dem Einsatz dieser beiden Methoden ergeben sich Vergleichsgrößen, die für jede Anlage/Unternehmung die Spanne der Ertragswerte pro investiertes Kapital aufzeigt und damit für die Investitionsentscheide herangezogen werden kann. Die DCF Methode ist weit verbreitet, hat aber ihre Stärken vor allem bei bereits etablierten Unternehmungen. Da wir es im Umfeld der Biomassen-WKA mehrheitlich mit jungen Unternehmen zu tun haben, ist diese Methode mit gebührender Vorsicht anzuwenden.

Fazit

Bei der Finanzierung von dezentralen Stromproduktionsanlagen aus Feststoffbiomasse ist zu unterscheiden zwischen Technologien in der Forschungs- und Pilotphase und quasi marktreifen Technologien wie z.B. ORC, Dampfturbine etc. Im ersten Fall braucht es risikobereite Investoren, im zweiten Fall können auch Akteure investieren, die gesicherte Renditen erwarten. Generell kann gesagt werden, dass Investitionen in Biomassenanlagen interessant sind für Akteure, die auf längere Zeithorizonte hin investieren und keinem zu grossen Renditedruck unterliegen¹.

Auf der anderen Seite gibt es Technologien, die als Schrittmacher eingeschätzt werden und das Potenzial für eine Schlüsseltechnologie haben. Eine einfache und vollständige Technologiebewertung ist für Stromproduktionsanlagen aus Feststoffbiomasse heute noch nicht vorhanden. Der Investor kommt zur Zeit nicht darum herum, jede einzelne Anlage oder Unternehmung bewerten zu lassen und diese Bewertung allenfalls mit ein paar Zusatzkriterien, wie hier angezeigt, zu ergänzen.

Weitere Zusatzinformationen zu den einzelnen Technologien sind auch aus Darstellungen ersichtlich, welche z.B. den Wettbewerbsvorteil versus die Marktintegration abbilden.

Für die Zukunft ist es wichtig, das Instrumentarium der ganzheitlichen Technologiebewertung soweit zu schärfen, dass neben dem gezielten Einsatz der nötigen Finanzmittel auch der volkswirtschaftlichen Bedeutung Rechnung getragen wird. Dazu gesellen sich auch veränderte politische Rahmenbedingungen und weitere Initiativen (Sensibilisierungskampagnen, Contracting-Modelle etc.), welche diesen zukunftsweisenden Technologien das Feld für eine Erfolg versprechende Entwicklung ebnen.

Literaturverzeichnis

INFRAS, 2004: *Potenziale zur energetischen Nutzung von Biomasse in der Schweiz*, Bundesamt für Energie, August 2004
(OeZLNAS 127/Lit2-3/INFRAS b-1405a-Entwurf-SB.pdf)

JUNGBLUTH, N., FRISCHKNECHT, R., FAIST M., 2002: *Ökobilanz für die Stromerzeugung aus Holzbrennstoffen und Altholz*, Bundesamt für Energie, Januar 2002
(OeZLNAS 127/Lit4/Holzbrennstoffe_Altholz.pdf)

CHOREN, 2004: *Biomass to Liquid from the Carbo-V® Process: Technology and the latest developments*, 2nd World conference and Technology Exhibition, Rome, Italy

FNR, 2005: http://www.fnr-server.de/pdf/literatur/pdf_174bd_biokraftstoffe.pdf 16.9.05

¹ 7. St. Galler Forum für Nachhaltigkeitsmanagement 2005 «Möglichkeiten und Hindernisse bei der Finanzierung von Biomassenprojekten»

Schnell-Info mit SWOT-Analyse und Herstellernamen

In diesem Kapitel ist für jede untersuchte Technologie ein Infoblatt zu finden. Die Bewertung ist jedoch wie jede SWOT-Analyse nicht rein objektiv, sondern enthält viele Soft-Faktoren, die subjektiv beurteilt werden.

Im weiteren zu finden ist eine Technologie-Kurzbeschreibung, wobei entsprechend der Relevanz auch schon Aussagen zu relativen Qualitäten gegenüber anderen System gemacht wird

Nachfolgend an die SWOT-Analyse befindet sich ein Bewertungsfazit mit einer eingefärbten Fläche, wo vier Beurteilungskriterien in Stichworten bewertet werden. Die drei Farben teilen gemäss der Verkehrsampel die Attraktivität für Investoren und die Relevanz der Technologie ein in:

«bekannt oder erprobt, sicher, attraktiv»,

«interessant aber noch nicht erprobt, oder mittel attraktiv, oder mit mittlerem Technologie-Risiko»,

«später Markteintritt, fragliche Relevanz, höheres Technologierisiko».

Zu unterst sind einige Hersteller aufgeführt. Die insgesamt 37 erwähnten Firmen sind jedoch nur eine beschränkte Auswahl. Die Autorenschaft geht jedoch davon aus, dass mit Ausnahme der grossen Dampfsysteme >1MW die aufgezählten Firmen zumindest auf dem europäischen Markt eine Präsenz von mindestens 50% ausmachen.

Dampfturbine

Kurzbeschreibung Technologie

Alle grossen thermischen Kraftwerke der Welt mit Ausnahme der Gasturbinen arbeiten mit dieser Technik. In der Schweiz sind über 4000 Dampfkessel im Einsatz. In einem Dampfkessel wird Wasser unter Druck verdampft. Der Nass- oder Satttdampf wird danach bei konstantem Druck überhitzt und in einer oder mehreren Turbinenstufen entspannt. Danach wird über ein Kondensator die Abwärme genutzt und das Kondensat als Speisewasser wieder in den Dampfkessel geführt.



Foto: STEAG Saar Energie, WKA Illmenau

SWOT-Analyse

Stärken	Chancen
<ul style="list-style-type: none"> • breite Brennstoffpalette • bekannte Technik 	<ul style="list-style-type: none"> • η-Potenzial bis 35% denkbar • Kombinationsmöglichkeit zu CC (combined cycles) mit EFGT oder inverser Gasturbine
Schwächen	Risiken
<ul style="list-style-type: none"> • realisierte η eher tief (14 - 20%) • hohe spez. Investitionskosten • hohe Anlagekomplexität • kein Hersteller liefert Komplett-System • Dampfkesselprüfung 	<ul style="list-style-type: none"> • Öl im Dampf bei motorischer Anwendung • Anlagen deutlich >1 MWth • Umweltverträglichkeitsprüfung

Bewertungsfazit

Dampf-Energiesysteme sind vor allem für sehr grosse Anlagen ab 200 MWth interessant. Vor allem der noch nicht ausgereizte Gesamtwirkungsgrad ist dabei bemerkenswert. Bei diesen Grossanlagen decken die CC-Anlagen GUD (Gas und Dampf) ein gesamtenergierelevantes Potenzial ab. In den bestehenden fossilen Kraftwerken könnte Biomasse zugefeuert werden.

Verfügbarkeit als kommerzielles Produkt	seit 1870
Technologische Risiken	keine
Brennstoffflexibilität	hoch
Ökonomische Fakten	bei niedrigen Brennstoffkosten oder Gross-Kraftwerken wirtschaftlich

Produzenten (kleine Auswahl)

<1MWe und Motoren	Kühle, Kopp & Kausch AG (D) Spilling GmbH (D)
>1Mwe	Ansaldo Energia (I) Alstom (F) Eliott Turbo (USA) Hyundai (K) MAN Turbo (D) Mitsubishi (J)

ORC-Turbine (Organic ranking cycle)

Kurzbeschreibung Technologie

Mit einem organischen Medium statt Wasser wird im geschlossenen Kreislauf ein Dampfprozess betrieben. Dies hat gegenüber Wasserdampf-Energieanlagen den Vorteil, dass tiefere Temperaturen genutzt werden können. Somit sind Abwärmeströme ab 150°C bereits sinnvoll nutzbare Energiequellen für ORC-Anlagen. Durch die fortschreitende Miniaturisierung und die Modularität sind immer kleinere Einheiten marktreif und relativ wirtschaftlich.



Foto: Turboden

SWOT-Analyse

Stärken	Chancen
<ul style="list-style-type: none"> • Niedertemperatur-Inputs (Abwärme) • breite Brennstoffpalette • keine Kesselinspektion nötig • modular: Produktion meist aus einer Hand • Marktprodukte vorhanden seit 1980 	<ul style="list-style-type: none"> • kaskadische Nutzung von Abwärme • gute Kombinationsmöglichkeit mit Gasturbinen oder Gasmotoren (Combined Cycles) • Nutzung anderer Niedrig-Temperaturquellen wie Geothermie und Solarwärme
Schwächen	Risiken
<ul style="list-style-type: none"> • tiefer η (10-18%) • hohe spez. Investitionskosten • komplexe Anlage, mehrstufig 	<ul style="list-style-type: none"> • η-Potenzial fast komplett ausgeschöpft • organische Betriebsmittel im internen Kreislauf

Bewertungsfazit

ORC-Turbinen eignen sich sehr gut für Abwärmenutzung im tieferen Temperaturbereich von 150–300°C. Die hohen spezifischen Investitionskosten pro kW und der bereits ausgereizte tiefe Gesamtwirkungsgrad wirken sich nachteilig auf eine grosse Verbreitung aus. Wenn allerdings Abwärmeströme schon bestehender Energieanlagen genutzt werden können, ist der Einsatz auf jeden Fall prüfenswert. Neben der Miniaturisierung ist auch eine Simplifizierung und eine Verwendung von Anlagekomponenten aus Massenproduktionen auf dem Markt bemerkbar. Diverse Geothermie-, Biomasse- und Abwärmekraftwerke wurden in Mitteleuropa in den letzten Jahren realisiert (ca. 30 bis 40 Anlagen seit 1996).

Verfügbarkeit als kommerzielles Produkt	seit 1980
Technologische Risiken	keine
Brennstoffflexibilität	hoch
Ökonomische Fakten	bei niedrigen Brennstoffkosten oder Abwärme wirtschaftlich

Produzenten

<100 kWe	Eneftech (CH),
>200 kWe	Turboden (I)
	Adoratec GmbH (D)
	GMK Gesellschaft für Motoren und Kraftanlagen mbH (D)

Extern befeuerte Gasturbine

Kurzbeschreibung Technologie

Ein einstufiger Verdichter komprimiert Umgebungsluft auf 3 bar und 180°C und leitet diese durch einen Gegenstromwärmetauscher. Dort wird die Luft auf 800°C erhitzt und danach in der Turbine auf Umgebungsdruck und 400°C entspannt. Die heisse Abluft ist die vorgewärmte Verbrennungsluft des Biomasse-Heizkessels, welcher den erwähnten Wärmetauscher befeuert. Die Abgase von ca. 300°C können danach noch thermisch oder mittels ORC-Turbine weitergenutzt werden.



SWOT-Analyse

Stärken	Chancen
<ul style="list-style-type: none"> • mittlerer η mit 25% • breite Brennstoffpalette • zyklischer Betrieb möglich • keine Verschmutzung • einfacher Prozess, KMU-tauglich • kleinere und grössere Anlagen realisierbar 	<ul style="list-style-type: none"> • η-Potenzial bei 30–35% • spez. Investitionskosten noch deutlich senkbar • Abwärme mit immer noch relativ hoher Temperatur (300°C), so dass Combined Cycle mit ORC möglich.
Schwächen	Risiken
<ul style="list-style-type: none"> • Hochtemperatur-Wärmetauscher bei 800 °C oder mehr benötigt teure Materialien 	<ul style="list-style-type: none"> • nur ein Hersteller bekannt • wenig Langzeit-Erfahrung

Bewertungsfazit

Für den gesuchten Leistungsbereich unter 1 MWe wurde diese Technik am besten bewertet, was die Marktnähe, die Verfügbarkeit und den Wirkungsgrad anbetrifft. Diese Anlagentechnik wurde auch für die Sensitivitäts-Analyse und für ein Anlagenkonzept mit Combined Cycle (mit Mini-ORC-System) eingesetzt. Auf Grund des positiven Ratings wird dieses System in einem Projekt des Ökozentrum Langenbruck in der Schweiz in einer Pilotanlage realisiert.

Verfügbarkeit als kommerzielles Produkt	Pilotserie-Anlagen seit 2006
Technologische Risiken	niedrig
Brennstoffflexibilität	hoch
Ökonomische Fakten	bei niedrigen Brennstoffkosten wirtschaftlich

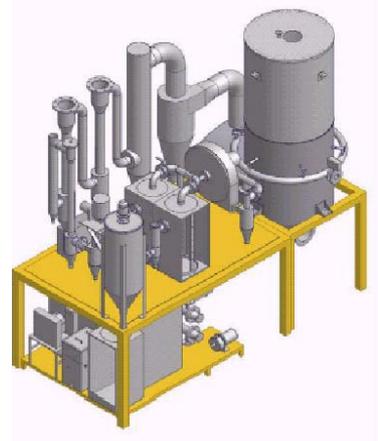
Hersteller

Talbott's Heating Ltd. (UK)

Biomasse-Vergasung mit motorischer Nutzung

Kurzbeschreibung Technologie

Mit einem autothermen Vergasungsprozess, also unter Verbrennung der Biomasse mit Luftmangel oder mit Wasserdampf wird die Biomasse in ein heisses Gas umgesetzt, welches aus Kohlenmonoxid, Wasserstoff, Stickstoff und Kohlendioxid besteht. Danach wird es gekühlt um die Teere auszukondensieren und danach in Waschkolonnen und Filtern gereinigt. Das entstandene Synthesegas kann in einem Gasmotor genutzt werden. Die Wärmenutzung kann sowohl vom Motor als auch vom Vergaser beliefert werden.



Grafik: 100kWe-Projekt Xylowatt (Suisse) SA

SWOT-Analyse

Stärken	Chancen
<ul style="list-style-type: none"> • einige Entwicklerfirmen • Jahrzehntelange Entwicklungserfahrung • hunderte Serienanlagen in Indien 	<ul style="list-style-type: none"> • η-Potenzial noch ausbaufähig • kleine Anlagen möglich • Einsatz in Entwicklungsländern • Vergasung in superkritischem Wasser evtl. Schlüsseltechnologie
Schwächen	Risiken
<ul style="list-style-type: none"> • sehr grosser Platzbedarf (Volumen) • bisher erreichte Wirkungsgrade um 17% • hohe spez. Investitionskosten • hohe Anlagenkomplexität • wartungsintensiv • evtl. höhere Emission 	<ul style="list-style-type: none"> • Waschwasser nötig (-> UVP) • Emissionsvorschriften heute ein Knackpunkt • Euphorie: «Durchbruch» wird immer wieder angekündigt

Bewertungsfazit

Diese Anlagekategorie kann vor allem für Entwicklungsländer interessant sein, wo die Wartungsintensität weniger kostenwirksam ist. Interessant ist auch das noch nicht vollständig ausgeschöpfte η -Potenzial. Negativ fällt zusätzlich zur Anlagenkomplexität ins Gewicht, dass für jeden Brennstoff die Vergasungschemie neu entwickelt werden muss.

Verfügbarkeit als kommerzielles Produkt	im Feldtest-Stadium
Technologische Risiken	mittel
Brennstoffflexibilität	niedrig
Ökonomische Fakten	mit aktueller deutscher Einspeisevergütung wirtschaftlich

Hersteller/Entwickler

Xylowatt SA (B)
 Foster Wheeler (SF)
 Pyroforce (CH)
 Dasagren AG (CH, Indien)
 Mothermik (D) (und in jedem Kontinent noch weitere, Tendenz zur Zeit abnehmend¹)

¹ siehe auch: Marktübersicht dezentrale Holzvergasung, Nils Steinbrecher, Joachim Walter, Öko-Institut, 2001

Biomasse-Stirling-Motor

Kurzbeschreibung Technologie

Der Stirling ist ein Motor mit externer Verbrennung und langer Geschichte. Das Arbeitsgas wird nicht wie beim Otto- oder Dieselmotor ausgetauscht sondern bleibt in Form von Helium, Stickstoff oder Wasserstoff darin eingeschlossen. Durch das Verschieben des Gases zwischen einem heissen und einem kalten Wärmetauscher wird eine Druckänderung und so Arbeit bewirkt. Ein Teil der Wärme kann beim Verschieben zwischengespeichert werden (Regenerator). Für die externe Erwärmung kann theoretisch jeder Brennstoff oder auch konzentrierte Solarenergie verwendet werden.



Bild: 35 kWe Stirling-Motor für Biomasse-Kessel (MAWERA/BIOS/TU Danmark)

SWOT-Analyse

Stärken <ul style="list-style-type: none"> • breite Brennstoffpalette • einfacher Prozess / niedrige Investitionskosten • keine Ventile 	Chancen <ul style="list-style-type: none"> • η-Potenzial bei 30-40% • Mythos • viele Forschungs- und Pionierleistungen vor allem in den 60er bis 90er Jahren (Philipps, NASA etc.)
Schwächen <ul style="list-style-type: none"> • realisierte Wirkungsgrade mit Holzbefuerung 12-18% • Abdichtungs- oder Trockenlaufs-Problematik • Wartungsintervalle bisher zu kurz • Verschmutzung des Wärmetauschers • Degradation des Wärmetauschers 	Risiken <ul style="list-style-type: none"> • nicht grösser 200-300 kWel • Langzeiterfahrung • theoretischer Motor (theoretischer Kreisprozess wird nie erreicht) • Euphorie • viele kleine Firmen statt gemeinsame Entwicklung

Bewertungsfazit

Stirling-WKA sind kleine Anlagen bis max. einige 100 kW. Die Technologie hat Jahrzehnte Entwicklung hinter sich, leidet aber immer noch an Kinderkrankheiten. Trotzdem ist der Mythos Stirling ungebrochen und es sind einige Firmen und Konsortien in diesem Umfeld anzutreffen. Bisher auf dem Markt erhältliche Geräte sind mit wenigen Ausnahmen alle mit Gas befeuert oder werden elektrisch angetrieben als Tieftemperatur-Kühlmaschine eingesetzt (Stickstoff-Verflüssiger etc.). Nach unserer Einschätzung ist der extrem filigrane, äusserst knapp auszuliegende Wärmetauscher des Stirling-Motors in naher Zukunft weiterhin ein Hindernis für den Einsatz von Biomasse-Verbrennungssystemen ohne Gasreinigung.

Verfügbarkeit als kommerzielles Produkt	ab 2006
Technologische Risiken	mittel
Brennstoffflexibilität	mittel
Ökonomische Fakten	mit aktueller deutscher Einspeisevergütung wirtschaftlich

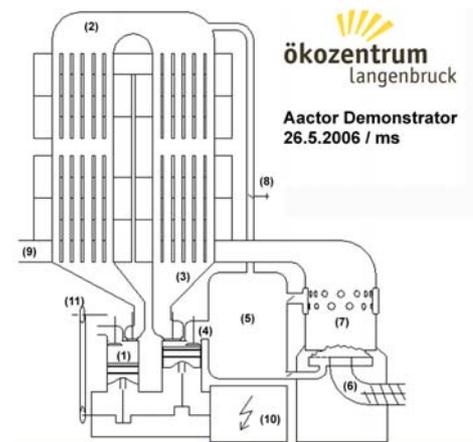
Hersteller (nur Firmen mit Serien- oder seriennahen Produkten)

bis 10 kWe:	Wispergen (GB/NZ), 1 kWe, Erdgas Disenco Energy Plc (GB), 3kWe, Erdgas Microgen (GB), 1 kWe, Erdgas Stirling Systems (CH), 1.5 kWe, Erdgas Sunmachine (D), 3 kWe, Sonne/Pellets Solo (D), 9 kWe; Heizöl, Erdgas, Biogas, oder Einsatz als Cryocooler Sunpower (USA), 50 W bis 1 kW als Cryocooler
über 10 kWe:	MAWERA (A), 35 und 70 kWe, Holzschnitzel STM Power (USA), 55 kWe; Erdgas, Deponiegas, Kerosin Bugatti Marine (I), 55 kWe; Diesel

Extern befeuerter Millermotor (Aactor®)

Kurzbeschreibung Technologie

Der Aactor® ist wie die extern befeuerte Turbine (EFGT) ein robustes, einfaches System für praktisch sämtliche Brennstoffe. Weil er wie die EFGT und der Dieselmotor das Arbeitsgas dauernd auswechselt, ist er unkritisch punkto Dichtigkeit und Schmierung. Herkömmliche Motorentchnik kann hier angewendet werden. Der Wärmetauscher kann grossvolumig sein und deshalb robust «biomassetauglich» ausgelegt werden. Wie bei der EFGT sind diesem System sowohl punkto Effizienz als auch Leistungsdichte Grenzen gesetzt. Allerdings sind diese Potenziale auch real ausschöpfbar. Der Aactor® ist ein Konzept des Ökozentrums Langenbruck. Legende zur nebenstehenden Skizze siehe Kapitel «Technologische Hintergründe».



SWOT-Analyse

Stärken	Chancen
<ul style="list-style-type: none"> • breites Brennstoffsortiment • robust • geringe Investitionskosten • verschmutzungsunempfindlich • konventionelle Motorentchnik • praktisch erreichbarer Wirkungsgrad 20-30% 	<ul style="list-style-type: none"> • Kleinstanlagen möglich • kombinierbar mit Mini-ORC • Wirkungsgradpotenzial bis 30%
Schwächen	Risiken
<ul style="list-style-type: none"> • Wirkungsgrad theoretisch tiefer als Stirling 	<ul style="list-style-type: none"> • zeitlich spät (Entwicklung hat erst begonnen)

Bewertungsfazit

Nach 18 Jahren Erfahrung mit Stirling-WKK wurde dieses Konzept erarbeitet, um allen bekannten Problemen des Stirling-Motors ausweichen zu können und trotz tieferem theoretischen Wirkungsgradpotenzial in der Praxis dennoch höhere Effizienz zu erreichen. Das Entwicklungsprojekt für ein investorengerechtes Funktionsmuster ist jedoch erst in der Planungsphase. Ein serientaugliches Gerät wird nicht vor 2011 erwartet.

Verfügbarkeit als kommerzielles Produkt	nicht vor 2011
Technologische Risiken	niedrig bis mittel
Brennstoffflexibilität	hoch
Ökonomische Fakten	noch nicht vorhanden

Hersteller oder Entwicklungskonsortium

Ökozentrum Langenbruck und Partnerfirmen/Institute

Diesel-WKA mit zentral hergestelltem BTL (Biomass-to-Liquid)

Kurzbeschreibung Technologie

Mit einem Vergasungsprozess wird zentral aus Biomasse ein flüssiger Treibstoff hergestellt. Der Wirkungsgrad der geplanten Anlagen liegt bei 50%. Die Abwärme kann evtl. in Fernheiznetzen genutzt werden. Ähnlich wie Diesel wird der Treibstoff über die übliche Logistik an dezentrale WKK-Anlagen verteilt. Die Technik wird nur auf WKA-Ebene (dezentral) beurteilt, unter Einbezug der prognostizierten Treibstoffpreise und der Konversionseffizienz.



Foto: Choren

SWOT-Analyse

Stärken	Chancen
<ul style="list-style-type: none"> • hoher Wirkungsgrad der dezentralen Anlage mit bekannter Technik (Dieselmotor) • Brennstoff in flüssiger Form • abgasemissionsarm • bekannte Verteillogistik • dezentrale Anlage hat geringe Investitionskosten 	<ul style="list-style-type: none"> • prädestiniert für Mobilitätsbereich • Kleinstanlagen (BHKW) möglich und schon auf dem Markt erhältlich (Senertec Dachs, Kubota etc.) • profitiert von Forschung im Automobilbereich
Schwächen	Risiken
<ul style="list-style-type: none"> • tiefer Gesamt-η von ca. 15–20 % • Brennstoffherstellung komplexer Prozess • hohe Brennstoffkosten (> Faktor zwei zum Holz) • gesamte Kette technisch sehr komplex 	<ul style="list-style-type: none"> • nur eine Pilotanlage in Europa • zentrale Rohstoffanlieferung • Verstromung nicht primär (Nebenschiene mit tiefem η) • konkurrenziert Treibstoffanwendung • grosses Investitionsvolumen für Raffinerie

Bewertungsfazit

Emissionsarme, dezentrale Kleinstanlagen für Biomassen-Verstromung inkl. Notstromfunktion mit bestehender Verteillogistik des flüssigen Brennstoffes sind grosse Vorteile dieses Lösungsansatzes. Ein grosstechnisch herzustellendes Zwischenprodukt kann zu Abhängigkeiten und Lieferengpässen führen. Der Wirkungsgrad der Brennstoffaufbereitung im zentralen Werk aus Biomasse ist gering, falls dort die Abwärme nicht genutzt werden kann. Die zentralen Biomasse-Raffinerien sind investitionsintensiv und abhängig von regionalpolitischen Entscheiden. Das System profitiert von Entwicklungen der Automobilindustrie und wird gleichzeitig vom Energieträgerbedarf des Transports konkurriert. Aktuell hohe politische Akzeptanz und vermutlich gute mittelfristige Marktchancen.

Verfügbarkeit als kommerzielles Produkt	ab 2007
Technologische Risiken	niedrig bis mittel
Brennstoffflexibilität	niedrig bis mittel
Ökonomische Fakten	BTL-WKA nicht wirtschaftlich. BTL als Treibstoff wirtschaftlich

Hersteller von Flüssigbrennstoff-Raffinerien aus Feststoffbiomasse*

Choren (D)

* Hier wurde nur auf Hersteller von Systemen eingegangen, die aus nicht essbarer, zellulosereicher Biomasse einen Flüssigbrennstoff herstellen.

Dezentrale Brennstoffzelle mit zentral hergestelltem Gas aus Biomasse

Kurzbeschreibung Technologie

Mit einer konventionellen, grösseren Vergasungsanlage oder Druckwasserpyrolyse mit aufwändiger Gaswäsche wird ein erdgasähnliches Synthesegas (SNG) hergestellt und in das Gasnetz eingespeist. Die Vergasungsanlage kann mit einer lokalen Abwärmenutzung (z.B. Wärmeverbund) gekoppelt sein. Die Brennstoffzelle (FC) kann dann eine von vielen dezentralen Nutzungsmöglichkeiten sein. Auf Grund der heutigen Erkenntnisse wird das folgende Rating auf Basis der Solid-Oxid-Fuel-Cell SOFC oder Molten-Carbon-Fuel-Cell (MCFC) durchgeführt*.

Foto: Hexis AG



SWOT-Analyse

Stärken	Chancen
<ul style="list-style-type: none"> • mittlerer Gesamt-η mit 25% • keine Schallemissionen • abgasemissionsarm • kleinste dezentrale Anlagen möglich 	<ul style="list-style-type: none"> • Kosten mit Massenproduktion der Stacks stark reduzierbar • Wartungskosten mit theoretisch sehr hohem Reduktionspotenzial (keine bewegliche Teile)
Schwächen	Risiken
<ul style="list-style-type: none"> • Verschmutzungsprobleme bei Vergasung und Brennstoffzelle ungelöst • Degradation der Brennstoffzelle ungelöst • Gasreinigung und Gasreinheit • eingeschränktes Brennstoffsortiment • keine Eignung für zyklischen Betrieb, z.B. Spitzenstrom-Generation (beide, Vergaser und FC) 	<ul style="list-style-type: none"> • Holzgas-Logistik • technologische Unsicherheit • erschütterungsempfindlich • Hightech-Abhängigkeit (Grosstechnisch hergestelltes Zwischenprodukt nötig)

Bewertungsfazit

Dezentrale Kleinanlagen mit mittlerem Wirkungsgrad und Reifegrad, gekoppelt mit zentral hergestelltem Methan aus Holz ist energetisch, ökonomisch und politisch nicht sinnvoll. Grosstechnisch herzustellendes Zwischenprodukt kann zu Abhängigkeiten und Lieferengpässen führen.

Verfügbarkeit als kommerzielles Produkt	nicht vor 2012–2017
Technologische Risiken	sehr hoch
Brennstoffflexibilität	niedrig
Ökonomische Fakten	noch nicht vorhanden

Hersteller/Entwicklerfirmen

Hexis AG (CH)
MTU (D)

P.S: Eine erste stromerzeugende Brennstoffzelle wurde schon 1839 realisiert, zwischenzeitlich wurde diese Technik aber nur für ganz spezielle Prozesse, u.a. der Versorgung von Raumstationen (ca. 1970) genutzt. Die Weiterentwicklung für allgemeine Stromerzeugung setzte erst Ende 80er Jahre ein.

* Im obigen Rating sind zwei Konzepte nicht berücksichtigt Die Verwendung von Niedertemperaturbrennstoffzellen (PEMFC, etc.) wird nicht betrachtet, da diese bis jetzt nur mit hochreinen Brennstoffen wie H_2 funktionieren.

Biomasse-Brennstoffzellen-Kombi (Grossanlage)

Kurzbeschreibung Technologie

Ein grosser Biomassevergaser und eine grosse keramische Hochtemperatur-Brennstoffzelle (SOFC) von je einigen Dutzend MW Leistung oder mehr bilden eine Einheit, in welcher der Verbrennungsprozess ohne Gaszwischenkühlung abgeschlossen wird. Die Teere verbrennen als Brennstoff mit. Für die mineralischen Partikel muss jedoch eine Hochtemperatur-Gaswäsche zwischengeschaltet sein. Druckbeaufschlagt könnte diese Einheit sogar noch als Brennkammer einer Gasturbine gedacht sein (siehe Diagramm rechts, Quelle PSI). Mit einem weiteren Dampf- oder ORC-Zyklus kombiniert, könnte ein solches System die Wirkungsgrade von GuD-Kraftwerken (bis 60%) überbieten.

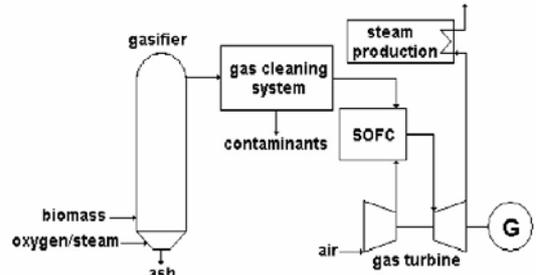


Figure 1: Gasification with integrated solid oxide fuel cell and gas turbine process (B-IGFC).

Grafik: PSI

SWOT-Analyse

Stärken	Chancen
<ul style="list-style-type: none"> • höchster elektrischer Wirkungsgrad bis über 60% (zusammen mit Dampf oder ORC-Turbine) • zentrales Wärmeaufkommen innerhalb des Prozesses • die gleich Technologie könnte mit Erdgas ebenfalls betrieben werden und dort ohne Heissgasreinigung noch höhere Wirkungsgrade erreichen. 	<ul style="list-style-type: none"> • grosse Forschungsanstrengungen • starke politische Förderung in den USA (CleanCoal) • interessante spez. Investitionskosten • Potenzial für Schlüsseltechnologie
Schwächen	Risiken
<ul style="list-style-type: none"> • Verschmutzung der Brennstoffzelle • Degradation der Brennstoffzelle • eingeschränktes Brennstoffsortiment • komplexe Anlage • Vorwärmzeit • ungeeignet für zyklischen Betrieb • Brennstoffflexibilität niedrig 	<ul style="list-style-type: none"> • Hightech Anlage • Grosstechnologie ist politikabhängig • UVP zwingend • erschütterungsempfindlich • bisher noch keine Anlage vorhanden • technische Unsicherheiten • höchster Investitionsbedarf • lange «time-to-market»

Bewertungsfazit

Mögliche Schlüsseltechnologie mit höchstem Gesamtwirkungsgrad und interessanten spezifischen Investitionskosten. Der Reifegrad dieser Hightech-Kraftwerke ist noch nicht allzu gross und besteht aus Technologiekomponenten, die auch einzeln noch nicht auf dem Markt sind (HT-Brennstoffzelle; Druckvergaser; Feststoff-Gasturbine).

Verfügbarkeit als kommerzielles Produkt	nicht vor 2020
Technologische Risiken	sehr hoch
Brennstoffflexibilität	niedrig
Ökonomische Fakten	noch nicht vorhanden

Hersteller/Entwicklerfirmen

GE (USA)

Thermo-Ionische Zellen zur elektrischer Nutzung jeglicher Wärmequellen

Kurzbeschreibung Technologie

Die Thermo-Voltaik ist beinahe so alt wie die Fotovoltaik und funktioniert auch ähnlich. Allerdings wurde durch die thermische Leitfähigkeit der Platinen bisher nur geringe Wirkungsgrade erreicht. Es scheint jedoch mindest einer Firma gelungen zu sein, eine Zelle herzustellen, die einen vakuumisolierten Nano-Spalt aufweist, welcher trotzdem Ionen-Sprünge zulässt. Darum nennt der Entwickler seine Technologie Thermo-Ionik. Eine solche Zelle lässt sich an jeder Wärmequelle befestigen. Die Durchlässigkeit der «Isolation» entspricht in der Theorie der erzeugten Menge Elektrizität, in der Praxis 70% davon.



Foto: Powerchip Plc; das Bild zeigt einen Plattenwärmetauscher als «Wirt»

SWOT-Analyse

Stärken	Chancen
<ul style="list-style-type: none"> • hoher elektrischer Wirkungsgrad • keine bewegten Teile • keine Schallemissionen • kleinste dezentrale Anlagen möglich • ziemlich verschmutzungsunempfindlich • grösstes Brennstoff- bzw. Wärmequellensortiment (alles was «wärmt») 	<ul style="list-style-type: none"> • dezentrale Versorgung • Kleinstanlagen • Kosten mit Massenproduktion stark reduzierbar • jede Abwärme, auch solche von bestehenden WKA oder Heizkessel, sowie auch konzentrierte Solarwärme kann genutzt werden
Schwächen	Risiken
<ul style="list-style-type: none"> • weder verfügbar noch ausreichend erprobt 	<ul style="list-style-type: none"> • noch unbekannte Technologiebarrieren • abhängig von komplexer Nanotechnologie

Bewertungsfazit

Wenn der Power-Chip wirklich markante Wirkungsgradverbesserungen gegenüber der Thermo-Voltaik bringt, dann besteht ein beliebig grosses Anwendungspotenzial bis hin zum «Combined Cycle», indem diese Technologie das heisse Abgas jeder anderen WKA nutzen kann. Ob der Hersteller diese Anpreisungen einhalten kann, ist jedoch noch nicht erwiesen.

Verfügbarkeit als kommerzielles Produkt	nicht vor 2012
Technologische Risiken	sehr hoch
Brennstoffflexibilität	sehr hoch
Ökonomische Fakten	noch nicht vorhanden

Hersteller/Entwicklerfirmen

Powerchip Plc (Gibraltar)

Pulver-Brennstoff befeuerte Gasturbine

Kurzbeschreibung Technologie

Eine Gasturbine wird anstatt mit flüssigen oder gasförmigen Brennstoffen mit Feststoff-Pulver betrieben. Zwischen der Brennkammer und der Turbine muss eine Heissgasreinigung vorgenommen werden, welche die nicht-aerosolischen (grösseren) Partikel entfernt. Zusätzlich hat dieses System das Problem, dass mittels Schleusen der Brennstoff in die Überdruckbrennkammer befördert werden muss.

Foto: GE LM 1.5 MW Turbine, CFASPower.com



SWOT-Analyse

Stärken	Chancen
<ul style="list-style-type: none"> • hoher elektrischer Wirkungsgrad • bekannte Thermodynamik • hohe Leistungsdichte 	<ul style="list-style-type: none"> • in Grossanlagen vermutlich Kosteneffizient • Turbinentechnik hoch entwickelt • in «Combined Cycles» einsetzbar (GuD)
Schwächen	Risiken
<ul style="list-style-type: none"> • Heissgasreinigung vermutlich noch ungenügend 	<ul style="list-style-type: none"> • NASA, US-Navy und US-Airforce haben aus nicht bekannten Gründen die Entwicklung und Erprobung solcher Systeme (1,5 bis 12 MW) aufgegeben. • evtl. zu spät auf dem Markt • zur Zeit kein Hersteller bekannt

Bewertungsfazit

Dieses Konzept wurde von 1975 bis 1995 in den USA entwickelt und laut verschiedener Aussagen in Anlagen von 0,3 und 1,5 MW (US-Navy) sowie 3 und 12 MW (US-Airforce) erprobt. Die Brennstoffe waren Holzstaub und Bagasse-Staub (gemahlene Zuckerproduktionsreststoffe). Seither sind drei Kleinstfirmen dabei, Investoren für die Umsetzung dieser Technologie zu finden. Es existieren CADDET Dokumente (Technologie-Screening-Institut der IEA Internationale Energie Agentur), welche diese Technik als «proven», also erprobt und bewiesen bezeichnen. Dennoch sind kaum Informationen verfügbar. Vermutlich stellte sich die Heissgasreinigung als zu hohe Hürde heraus.

Verfügbarkeit als kommerzielles Produkt	nicht vor 2012
Technologische Risiken	hoch
Brennstoffflexibilität	niedrig
Ökonomische Fakten	noch nicht vorhanden

Hersteller/Entwicklerfirmen

AmBiomass (USA)

Aerospace Research Corporation (USA)

RBS Electric (USA)

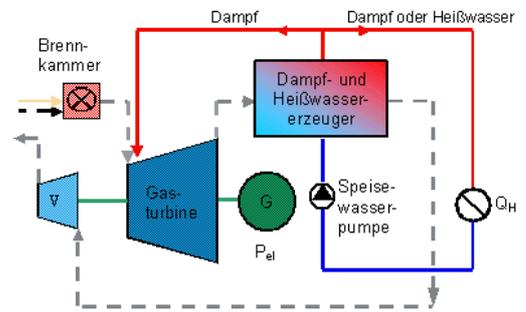
(alle drei Firmen stehen in Zusammenhang mit derselben 1,5 MW Sägemehl-Demonstrationsanlage)

Inverser Gasturbinen-Prozess

Kurzbeschreibung Technologie

In einer atmosphärischen Kesselanlage wird Biomasse verbrannt und die heissen Gase von Partikeln gereinigt. Die heissen Abgase werden auf einer Turbine in ein Teilvakuum entspannt. Danach erfolgt die Abwärmenutzung. Die kalten Abgase werden mit dem Verdichter wieder auf Atmosphäre verdichtet. Dieses System hat den riesigen Vorteil, dass die Brennstoffe nicht in eine unter Überdruck stehende Brennkammer gelangen müssen.

Grafik: www.energytech.at



SWOT-Analyse

Stärken	Chancen
<ul style="list-style-type: none"> • ziemlich hoher elektrischer Wirkungsgrad • bekannte Thermodynamik • relativ grosses Brennstoffsortiment 	<ul style="list-style-type: none"> • in Grossanlagen vermutlich kosteneffizient • in «Combined Cycles» einsetzbar (GuD)
Schwächen	Risiken
<ul style="list-style-type: none"> • noch nicht realisiert • Leistungsdichte der Turbine gegenüber Überdruckturbine deutlich geringer 	<ul style="list-style-type: none"> • evtl. zu spät auf dem Markt

Bewertungsfazit

Dieses Konzept ist erst angedacht. Dies erstaunt ein wenig, weil in den USA Dutzende Millionen Dollar investiert wurden, um Festbrennstoffe durch Schleusensysteme in gefährliche Hochdruckbrennkammern zu befördern, anstatt dieses System eingehender zu prüfen. Die geringere Leistungsdichte ist bei einer Turbine weniger relevant als beim Kolbenmotor. Staubbefeuerte Turbinen haben grundsätzlich das Problem, dass die Heissgasreinigung die vorzeitige Erosion der Turbinenschaufeln verhindern muss. Vermutlich ist diese Technik «zu spät erdacht» worden. Hersteller bzw. Entwickler sind nicht bekannt.

Verfügbarkeit als kommerzielles Produkt	nicht vor 2017, falls heute mit Entwicklung begonnen würde
Technologische Risiken	mittel bis hoch
Brennstoffflexibilität	mittel
Ökonomische Fakten	noch nicht vorhanden

Hersteller/Entwicklerfirmen

(keine bekannt)

Bestehende Stromerzeugung mit Feststoffbiomasse in der Schweiz

In der Schweiz produzierten 2006 total sechs Anlagen Strom aus Feststoffbiomasse. Die in Betrieb stehenden Verstromungsanlagen werden fast ausschliesslich mit bewährter Technik (ORC- und Dampfturbine) betrieben. Nur eine Anlage wendet die Technologie der Holzvergasung an.

Die installierten Leistungen der Anlagen liegen zwischen 200 und 2500 kWel. Total sind in der Schweiz 9400 kW elektrische Leistung aus Feststoffbiomasse installiert. Kehrichtverbrennungsanlagen (KVA) mit Stromproduktion wurden nicht miteinbezogen, obwohl dort die Hälfte der Stromerzeugung als Ökostrom angerechnet werden darf und es sich ebenfalls um Feststoff-Feuerungen handelt.

Übersicht Schweizer Stromproduktion aus Feststoffbiomasse

Anlage								
Anlage-standort	Crissier	Bière	Meiringen	Otelfingen	Klein-döttingen	Spiez	Bulle	Lengwil
Anlage-bezeichnung	WKK Cricad	WKK Bière	FHKW Meiringen	WKK Otelfingen	HKW Klein-döttingen	Pyroforce-Vergaser Spiez	WKK Vergaser Bulle	WKK Lengwil
Inbetrieb-setzung	2002	1999	1996	2002	2003	2000	2001	1998
Stromerzeugung								
Typ	ORC-Turbine	ORC-Turbine	Dampf-turbine	Dampf-turbine	Dampf-turbine	Gasmotor	Gasmotor	Spilling Dampf-motor
elektr. Leistung (kWe)	600	335	700	2500	1600	200	60	400
therm. Leistung (kWth)	2740	1440	3500	8500	5280	300	125	5000
Brennstoff	Altholz	Hack-schnitzel	Hack-schnitzel, Sägerei-abfälle	Altholz, Biomüll	Altholz	Hack-schnitzel	Hack-schnitzel	Rindenreste, Sägerei-abfälle, Hack-schnitzel
Ökonomische Umgebung								
	Privat	Bund	Privat	Privat	Privat	Bund	Abgestellt (Privat)	Abgestellt (Privat)

Bis vor wenigen Jahren waren in der Schweiz noch acht Anlagen zur Stromproduktion aus Feststoffbiomasse in Betrieb. Durch den Konkurs der Schweizer Holzvergaserfirma Xylowatt SA wurde der Betrieb der Pilotanlage in Bulle, installiert im Sägewerk Despond FR eingestellt. Auch der Betrieb des Dampfmotors im Furnier- und Sägewerk ISELI SA in Lengwil TG wurde eingestellt.

Wird die momentane Situation bei den Schweizer Feststoffbiomasse-Verstromungsanlagen aus wirtschaftlicher Sicht betrachtet, zeigt sich ein ernüchterndes Bild. Zwei Anlagen wurden mit dem Hintergrund der Technologieförderung vom Bund erworben und als Pilot- und Demonstrationsanlagen geführt. Drei Anlagen operieren mit einem negativen oder sehr geringen Brennstoffpreis aus der bezahlten Annahme von Holzabfällen. Einzig das Fernheizkraftwerk Meiringen produziert als privates Unternehmen Strom aus Waldholz. Allerdings ist im FHKW Meiringen die wirtschaftliche Situation nicht befriedigend, trotz finanzieller Starthilfe des Bundes.

Eine Stromproduktion aus Feststoffbiomasse kann zum heutigen Zeitpunkt in der Schweiz nur mit negativen oder sehr tiefen Brennstoffkosten aus Abnahmegebühren für den zu entsorgenden Brennstoff wirtschaftlich tragbar betrieben werden.

Auf den nachfolgenden Seiten sind die einzelnen, noch in Betrieb stehenden Anlagen präsentiert. Die Anlagenbeschreibungen sind jeweils in die Bereiche Besitzverhältnisse, Anlagekonzept Leistungsdaten und Ökonomie gegliedert. Datenlücken bestehen hauptsächlich in den Bereichen Leistungsdaten und Ökonomie.

Leistungsdaten

Bei den Leistungsdaten besteht die Schwierigkeit, dass nur die Anlagen WKK Otelfingen, HKW Kleindöttingen und der Pyroforce-Vergaser Spiez auf maximale Stromproduktion ausgelegt sind. Bei allen anderen Anlagen steht die Wärmeproduktion im Vordergrund. Die Anlagen mit Fokus Wärmeproduktion sind wärmegeführt und weisen ein stetig wechselndes Verhältnis von thermischer zu elektrischer Energie auf (überfeuern, zuschalten weiterer Kessel). Somit sind Strom- und Wärmewirkungsgrad stark vom Betriebspunkt der Anlage abhängig. Daher ist nur jeweils der maximale Stromwirkungsgrad sowie die produzierte Strom- und Wärmeenergie angegeben.

Ökonomie

Die generelle Schwierigkeit bei den ökonomischen Betrachtungen liegt in der Allokation der Kosten von Anlagen, welche primär zur Wärmeproduktion ausgelegt sind. Die Stromproduktion ist in diesen Anlagen von untergeordneter Bedeutung. Die Investitionskosten für den Anlagenteil zur Stromproduktion lassen sich nicht losgelöst von der restlichen Anlage berechnen. Deshalb wurden die spezifischen Investitionskosten pro kWel auf Basis Gesamtanlage berechnet und erscheinen dadurch teils massiv überhöht.

Eine weitere Schwierigkeit liegt in der fehlenden Angabe des vergüteten Wärmepreises. Je nach Vergütung für die Wärmeenergie kann die mengenmässig viel tiefere Stromproduktion in den Gestehungskosten massiv variieren. Da Wärme in den meisten Anlagen auch für den internen Gebrauch bezogen wird und dadurch in der Regel keine klaren Wärmekosten ausgewiesen werden, ist die Berechnung des Strompreises mit Unsicherheiten behaftet. Für die Anlagenbeschreibungen erfolgte eine grobe Berechnung für die Stromgestehungs- oder die notwendigen Brennstoffkosten für einen wirtschaftlichen Betrieb. Zusätzlich wird die momentane wirtschaftliche Situation der Anlage kurz kommentiert.

WKK Cricad

Abbildung 7 WKK Cricad während dem Bau (2001)



Besitzverhältnisse

Die Firma CRICAD SA wurde eigens gegründet, um die holzbeheizte WKK-Anlage zu realisieren und zu betreiben. Kapitalgeber waren Bund, Kanton, Gemeinde und Retripa SA (VIPA Gruppe).

Standort	CRICAD SA, Crissier VD
Inbetriebsetzung	19. Februar 2002
Eigentümer	CRICAD SA

Anlagekonzept

Die Anlage verbindet Altholzentsorgung und Energieproduktion. Die Anschlussleistung des Fernwärmenetzes kann nicht alleine durch die Leistung des Holzkessels bereitgestellt werden. Ein ölbetriebener Heizkessel (3500 kW) deckt den Bedarf zu Spitzenzeiten. Die Wärmebezügler sind Grossabnehmer (Raumwärme) im Industriegebiet. Die Anlage wird während des ganzen Jahres (7500 h) betrieben.

Thermoprozess		Vorschub-Schrägrostfeuerung (Vyncke, Belgien; Schmid AG, Eschlikon)
Brennstoffleistung	kW	5950
Wärmenetz		3500 m Trasse, 8230 kW Anschlussleistung
Stromerzeugung		HER 500, zweistufige ORC-Turbine, Turboden
elektr. Leistung	kW	600
therm. Leistung	kW	2700
Brennstoff		Altholz, auf bereitet durch die Firma Retripa SA
Abgasreinigung		Multizyklon, Gewebefilter, SNCR

Leistungsdaten

Es wird lediglich ein Teil der möglichen Kesselleistung für die Stromproduktion verwendet.

Stromerzeugung	MWh/a	4500
Wärmeerzeugung	MWh/a	20'500
Stromwirkungsgrad	%	18

Ökonomie

Die Anlage wird mit Altholz betrieben, wodurch ein sehr tiefer Brennstoffpreis realisiert werden kann. Der genaue Brennstoffpreis ist nicht bekannt. Aus den gegebenen Anlagedaten kann aber abgeschätzt werden, dass der Brennstoffpreis unter 1 Rp./kWh liegen muss, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu gewährleisten. Im Juli 2005 musste die Firma Cricad von der Gemeinde Crissier mit 100'000.- rekapitalisiert werden.

Investitionskosten	CHF	15 Mio.
Subventionen	CHF	2,5 Mio. im Rahmen des Förderprogramms Lothar
spez. Investitionskosten Strom	CHF/kWh	25'000
Fixe Betriebskosten	CHF	300'000 (300 Stellenprozent, geschätzt)
Brennstoffkosten	CHF/kWh	0,01 (geschätzt)
Strompreis vergütet	CHF/kWh	0,13
Wärmepreis vergütet	CHF/kWh	0,05–0,07
Stromgestehungskosten kalkuliert	CHF/kWh	<0,13

WKK Bière

Abbildung 8 Kessel 1 + 2, sowie Gesamtansicht aussen



Besitzverhältnisse

Der Waffenplatz Bière ist Staatseigentum. Verantwortlich für die Energieversorgung und den Bau der Heizzentrale ist das Bundesamt für Bauten und Logistik.

Standort	Waffenplatz Bière
Inbetriebsetzung	1998
Eigentümer	Bundesamt für Bauten und Logistik

Anlagekonzept

Die Heizzentrale auf dem Waffenplatz Bière ersetzt zwei alte, ölbetriebene Heizzentralen, welche die Emissionsgrenzwerte der LRV nicht mehr einhalten konnten. Die neue Anlage besteht aus insgesamt vier Heizkesseln. Zwei Schnitzkessel mit je ca. 1,4 MW Leistung, wovon einer zur Stromproduktion genutzt wird. Zwei ölbefeuerte Kessel decken den Spitzenbedarf. Die Anlage ist wärmegeführt und der Anlagenteil zur Stromproduktion läuft nur werktags. Das wöchentliche Hoch- und Runterfahren der Anlage fördert deren Verschleiss.

Die Anlage ist die europaweit erste biomassebefeuerte ORC-Anlage.

Thermoprozess		Vorschub-Rostfeuerung (Schmid AG)
Brennstoffleistung	kW	1440 (Thermoölkessel für ORC)
Wärmenetz		Ganzer Waffenplatz, 37 Gebäude
Stromerzeugung		HER 300 ORC-Turbine, Turboden
elektr. Leistung	kW	335
therm. Leistung	kW	1100
Brennstoff		Hackschnitzel aus 3 Forstbetrieben
Abgasreinigung		Multizyklon, nachträglich Elektro-Abscheider für Einhaltung LRV

Leistungsdaten

Stromerzeugung	MWh/a	<400 (projektiert waren 1'100)
Wärmeerzeugung	MWh/a	9000 (beide Hackschnitzelanlagen zusammen)
Stromwirkungsgrad	%	23

Ökonomie

Die Anlage hat ganz klar den Charakter einer Demonstrationsanlage. Der produzierte Strom wird fast vollständig für den Eigenbedarf verwendet. Da weder Wärme noch Strom extern verkauft wird, können Gestehungskosten nur abgeschätzt werden. Einfache Berechnungen zeigen, dass die Anlage bei heutigen Wärmepreisen und Stromvergütungen nicht rentabel betrieben werden kann.

Investitionskosten	CHF	12 Mio.
Subventionen	CHF	Finanziert durch Bundesamt für Bauten und Logistik
spez. Investitionskosten Strom	CHF/kW	35'820
Fixe Betriebskosten	CHF	300'000 (300 Stellenprozent, geschätzt)
Brennstoffkosten	CHF/kWh	k.A.
Strompreis vergütet	CHF/kWh	k.A.
Wärmepreis vergütet	CHF/kWh	k.A.
Stromgestehungskosten kalkuliert	CHF/kWh	k.A.

Pyroforce-Vergaser Spiez

Abbildung 9 Holzgaszuleitung und Zylinderkopf des Gasmotors sowie Gasfackel für Notbetrieb ohne Motor



Besitzverhältnisse

Die Anlage gehört zum AC-Labor in Spiez und ist somit Staatseigentum. Verantwortlich ist das Bundesamt für Bauten und Logistik

Standort	Spiez (AC-Zentrum)
Inbetriebsetzung	2000
Eigentümer	Bundesamt für Bauten und Logistik

Anlagekonzept

Die Vergaseranlage ersetzt die alte Ölfeuerung und produziert Energie für den internen Gebrauch. Die Anlage wird nur werktags und wärmegeführt betrieben.

Thermoprozess		Gleichstromvergaser Festbett (Pyroforce AG)
Brennstoffleistung	kW	625
Wärmenetz		Betriebsinterne Wärmeverteilung
Stromerzeugung		Jenbacher Gasmotor, 8 Zylinder 300 kW
elektr. Leistung	kW	115
therm. Leistung	kW	180
Brennstoff		Hackschnitzel
Abgasreinigung		k.A.

Leistungsdaten

Leider läuft die Anlage noch nicht störungsfrei. Im letzten Jahr (Sommer 2005-Sommer 2006) konnten ca. 5000 Betriebsstunden erreicht werden. Die Werte für die jährliche Strom und Wärmeproduktion beziehen sich ebenfalls auf das vergangene Jahr. Weiter zurückreichende Daten zeigen deutlich tiefere Betriebsstunden.

Stromerzeugung	MWh/a	560
Wärmeerzeugung	kWh/a	830
Stromwirkungsgrad	%	22

Ökonomie

Die Anlage ist eine Demonstrationsanlage mit dem Ziel der Technologieförderung. Die Energie wird nur intern verwendet.

Auf Grund der vorliegenden Betriebsdaten kann die Anlage nicht rentabel betrieben werden. Auch wenn davon ausgegangen wird, dass die Anlage jährlich mit 7000 Vollbetriebsstunden betrieben wird, liegen die Gestehungskosten für Strom noch über 25 Rp./kWh.

Investitionskosten	CHF	1.5 Mio.
Subventionen	CHF	keine
spez. Investitionskosten Strom	CHF/kW	13'000
Fixe Betriebskosten	CHF/a	80'000 (80 Stellenprozent)
Brennstoffkosten	CHF/kWh	0,025
Strompreis vergütet	CHF/kWh	0,15
Wärmepreis vergütet	CHF/kWh	k.A.
Stromgestehungskosten kalkuliert	CHF/kWh	>0,25

FHKW Meiringen

Abbildung 10 700 kWe Dampfturbine
bzw. Aussenansicht Gesamtanlage



Besitzverhältnisse

Die Fernheizkraftwerk Meiringen AG wurde eigens für den Bau und Betrieb des FHKW Meiringen gegründet. Anstoss für das Projekt war die anstehende Umrüstung von Schulgebäude und Gemeindeverwaltung auf Holzenergie.

Standort	Meiringen BE
Inbetriebsetzung	1996
Eigentümer	Fernheizkraftwerk Meiringen AG

Anlagekonzept

Die Anlage besteht aus insgesamt drei Heizkesseln: Zwei Schnitzelkessel mit 4,3 MW und 1,85 MW Leistung, wovon der grössere Kessel zur Stromproduktion genutzt wird. Ein ölbefuerter Kessel (2350 kW) deckt den Spitzenbedarf. Die Anlage ist wärmegeführt und läuft nur in den Wintermonaten (ca. 1100 Vollbetriebsstunden).

Thermoprozess		Treppenrostfeuerung
Brennstoffleistung	kW	4300
Wärmenetz		9 km Trasse, 70 Anschlüsse, 6000 kW Anschlussleistung
Stromerzeugung		Gegendruck-Dampfturbine (Kühle, Kopp & Kausch AG)
elektr. Leistung	kW	650
therm. Leistung	kW	3600 (zusätzlich in separatem Kessel 1850 kW)
Brennstoff		Waldholz-Hackschnitzel und unbelastetes Alt- und Restholz
Abgasreinigung		Elektro-Abscheider

Leistungsdaten

Stromerzeugung	MWh/a	1'650
Wärmeerzeugung	MWh/a	12'000
Stromwirkungsgrad	%	15

Ökonomie

Die Stromproduktion erfüllt die Richtlinien für «nature made star». Die Stromabnahme ist nicht garantiert. Da gegenwärtig mehr zertifizierter Strom produziert wird als vom Markt gefragt ist, muss der Strom für lediglich 20 Rp./kWh verkauft werden. Die Ziellücke zu den budgetierten 40 Rp./kWh verursacht jährliche Mindererträge von ca. 200'000 CHF.

Investitionskosten	CHF	18,7 Mio.
Subventionen	CHF	6,2 Mio. (zusätzlich 4 Mio. Darlehen)
spez. Investitionskosten Strom	CHF/kW	28'769
Fixe Betriebskosten	CHF	195'000 (210 Stellenprozent)
Brennstoffkosten	CHF/kWh	0,035
Strompreis vergütet	CHF/kWh	0,20
Wärmepreis vergütet	CHF/kWh	0,09–0,13
Stromgestehungskosten kalkuliert	CHF/kWh	>1,00

Da die Anlage nur in den kalten Wintermonaten betrieben wird, verlängert sich die Amortisationszeit erheblich, was bei der Berechnung der Stromgestehungskosten mit festgelegten 15 Jahren Amortisationszeit zu sehr hohen Stromgestehungskosten führt.

WKK Otelfingen

Abbildung 11 Aussenansicht mit Notkühlsystem



Besitzverhältnisse

Die WKK-Anlage wird von der Holz + Stockrecycling AG als Contractor betrieben. Die Elektrizitätsgenossenschaft Otelfingen ist Contracting-Kunde. Die Anlage selbst ist von der Credit Suisse Leasing geleast und geht nach zehn Betriebsjahren vollständig ins Eigentum der Holz + Stockrecycling über.

Standort	Otelfingen
Inbetriebsetzung	2002
Eigentümer	Credit Suisse Leasing

Anlagekonzept

Die Anlage verbindet Altholzentsorgung und Energieproduktion. Die Pilotanlage ist wärmegeführt. Die Anlage wird jährlich über 7000 h betrieben.

Thermoprozess		Vorschubrostfeuerung (Bertschkessel, Bludenz)
Brennstoffleistung	kW	11'000
Wärmenetz		Wärmeabgabe an Gewächshäuser geplant
Stromerzeugung		Gegendruck-Dampfturbine
elektr. Leistung	kW	2200
therm. Leistung	kW	8500
Brennstoff		Altholz
Abgasreinigung		Gewebe- und Kalkfilter

Leistungsdaten

Stromerzeugung	MWh/a	16'000
Wärmeerzeugung	MWh/a	61'800 (noch nicht genutzt)
Stromwirkungsgrad	%	22,7

Ökonomie

Die negativen Brennstoffkosten ermöglichen einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlage. Durch die Zertifizierung mit dem Label «nature made star» kann der Strom für 15–17,5 Rp./kWh verkauft werden. Die Elektrizitätsgenossenschaft Otelfingen verkauft den Strom weiter an die Elektrizitätswerke des Kantons Zürich, da innerhalb der EZO nur ein kleiner Markt für Öko-Strom vorhanden ist.

Investitionskosten	CHF	14 Mio.
Subventionen	CHF	keine
spez. Investitionskosten Strom	CHF/kW	6'360
Fixe Betriebskosten	CHF	300'000 (300 Stellenprocente)
Brennstoffkosten	CHF/kWh	-0,012 (negative Brennstoffkosten)
Strompreis vergütet	CHF/kWh	0,15–0,175
Wärmepreis vergütet	CHF/kWh	0,0
Stromgestehungskosten kalkuliert	CHF/kWh	<0,1

WKK Proma Kleindöttingen

Abbildung 12 Aussenansicht mit Holzlager (Foto Proma E. AG)



Besitzverhältnisse

Die PROMA Energie AG konnte 2002 die Anlage von der Firma HIAG AG übernehmen, mit dem Ziel die Anlage für Stromproduktion nachzurüsten.

Standort	Kleindöttingen
Inbetriebsetzung	2003
Eigentümer	PROMA Energie AG

Anlagekonzept

Ursprünglich wurde mit der bestehenden Kesselanlage Prozessenergie hergestellt. Nach einer Umrüstung 2003 kann nun auch Strom produziert werden. Die Anlage wird im Ganzjahresbetrieb gefahren. Der Holzkessel ist ursprünglich für eine Leistung von 11,5 MW ausgelegt. Heute wird die Leistung dem Bedarf an Wärme angepasst. Der Kessel wird zu Spitzenzeiten mit ca. 7 MW befeuert, meist jedoch auf tieferer Leistung gefahren. Im Sommer wird die Anlage stromgeführt betrieben.

Thermoprozess		Vorschub-Rostfeuerung
Brennstoffleistung	kW	7000
Wärmenetz		innerhalb Industriearial
Stromerzeugung		Kondensationsturbine (Kühle, Kopp & Kausch AG)
elektr. Leistung	kW	1'600
therm. Leistung	kW	5'280
Brennstoff		Alt- und Restholz
Abgasreinigung		Zyklon- und Elektroabscheider inkl. Entstickung

Leistungsdaten

Stromerzeugung	MWh/a	5'500
Wärmeerzeugung	MWh/a	4'500
Stromwirkungsgrad	%	21

Ökonomie

Die idealen Voraussetzungen einer vorhandenen Feuerungsanlage, welche nur noch für die Stromproduktion aufgerüstet werden muss und der Einsatz von Alt- und Restholz als Brennstoff ermöglicht eine sehr preisgünstige Stromproduktion. Nicht in der Kalkulation für die Stromgestehungskosten inbegriffen ist der Kaufpreis für die alte Kesselanlage.

Investitionskosten	CHF	3,5 Mio. (nur Zubau Stromerzeugung)
Subventionen	CHF	keine
spez. Investitionskosten Strom	CHF/kWe	2'187
Fixe Betriebskosten	CHF	300'000 (300 Stellenprocente, geschätzt)
Brennstoffkosten	CHF/kWh	-0,012 (negative Brennstoffkosten)
Strompreis vergütet	CHF/kWh	0,15
Wärmepreis vergütet	CHF/kWh	0,06
Stromgestehungskosten kalkuliert	CHF/kWh	<0,03

Vergleich Lösungen mit zentral raffinierten Brennstoffen

Mit Fokus auf feste Biomasse werden in diesem Kapitel nur zwei Wege beleuchtet: Die Methanisierung von Biomasse zu einem erdgasgleichen Gas sowie den heute als «Biomass-to-Liquid» (BtL) bezeichneten Prozess der Fischer-Tropsch-Synthese zu einem flüssigen Brennstoff. Die anderen Bio-Treib- und Brennstoffe wie Biogas und Pflanzenöl werden an dieser Stelle ausgeklammert.

Methanisierung von Holz

Der Prozess der Holzmethanisierung verläuft beispielsweise über einen FICBF-Vergaser (Fast Internally Circulating Fluidized Bed). Eine solche Holzvergaseranlage mit einer Leistung von 8 MW steht in Güssing (A)¹.



Bei der Holzvergassung entsteht ein Rohgas, welches in einer Gasreinigung aufbereitet wird. Nach der Gasreinigung hat das Holzgas des FICBF-Vergasers in Güssing folgende Zusammensetzung: 38,5% H₂, 25,3% CO, 21,5 % CO₂, 10,3% CH₄, 2,6% C₂H₄, 0,3% KW und 1000 ppm NH₃². Die Komponenten CO und H₂ werden katalytisch unter Zugabe von Wasser in CH₄ umgewandelt. Nach der Methanisierung entsteht ein Gas aus CH₄ und CO₂. Von diesem Gasgemisch wird nun noch CO₂ abgetrennt. Das verbleibende Gas kann nun ins Erdgasnetz eingespeist werden und so in einem bereits bestehenden Netz verteilt werden. Das Paul Scherrer Institut (PSI) betreibt eine Versuchsanlage für die Methanisierung mit einer Gasleistung von 10 kW². In Güssing soll bis 2007 eine Pilotanlage für die Methanisierung von Holzgas mit einer Gasleistung von 1 MW erstellt werden. Ziel ist, bis 2009 eine Demonstrationsanlage mit einer Gasleistung von 20 MW zu erstellen³.

Der Umwandlungswirkungsgrad vom Holz zum Methan liegt bei rund 50%.

Studien des PSI haben ergeben, dass eine 100-MW-Anlage (Brennstoffleistung) Gas für 7-13 Rp./kWh ins Erdgasnetz einspeisen könnte. Diesen Annahmen liegt ein Holzpreis von 2,3 Rp./kWh zugrunde⁴. Dieser Preis von ca. 90 Franken pro Tonne bei Holzschnitzeln von guter Qualität (4 kWh/kg) ist in der Schweiz nicht realistisch, ausser das Holz fällt «werksintern» in einem vorgelagerten Prozess (Grosssägerei) an. Das geplante Holz-Heizkraftwerk in Basel mit 25 MW_{th} rechnet mit einem Holzpreis von 4 Rp./kWh sowie eine spätere Kopplung an den Gaspreis bei starken Preissteigerungen bei den fossilen Energieträgern. Das Heizkraftwerk Meiringen kalkuliert 4,4 Rp./kWh, entsprechend 175 CHF/t.

¹ Foto: <http://www.tuwien.ac.at/forschung/nachrichten/guessing/lanlage.jpg>

² Seemann M, Biollaz S., Stucki S., Schaub M.: Bio-SNG from Wood – New Insight from a 10 kW Scale Test Plant and Process Simulation (2004); <http://lem.web.psi.ch>

³ Stucki S.: Vom Holz zum Methan (2003); <http://lem.web.psi.ch/Ecogas/Olten%20April03.pdf>

⁴ Wokaun A.: ECOGAS – Mobilität Autofahren mit Biomasse (2003); http://www.novatlantis.ch/pdf/Referat_Wokaun.pdf

Fischer-Tropsch Kraftstoffe aus Biomasse

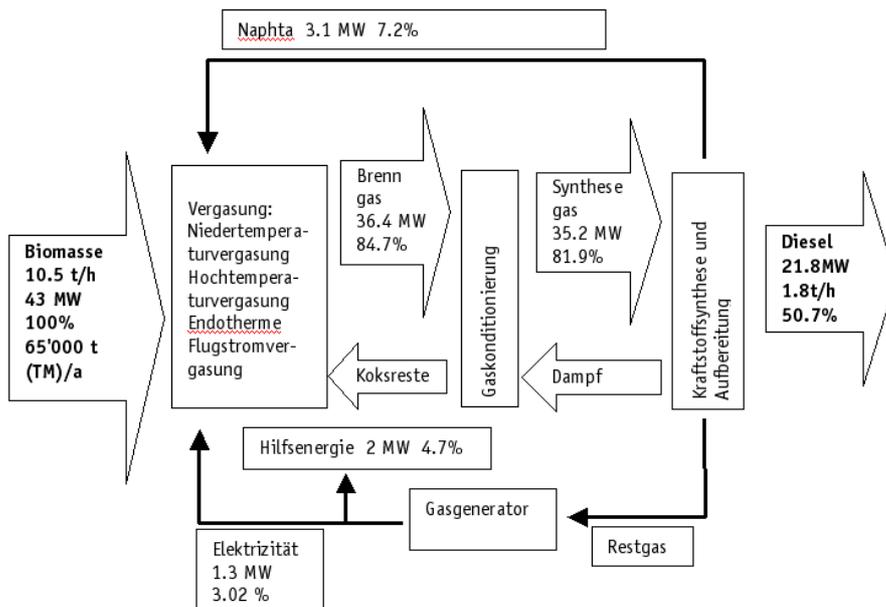
Die Produktion von flüssigen Kraftstoffen aus Synthesegas durch die Fischer-Tropsch-Synthese ist ein etabliertes Verfahren. Der erste Schritt zur Produktion von FT-Kraftstoffen ist die Bereitstellung eines geeigneten Synthesegases aus den Stoffen H₂, CO₂, CO und CH₄. Bei der FT-Synthese werden aus den Molekülen CO und H₂ langkettige Kohlenwasserstoffe hergestellt. Die Reaktion von H₂ und CO zu C_x H_y erfolgt normalerweise an einem Eisen- oder Kobaltkatalysator unter Reaktionsbedingungen von 200–350°C und 15–40 Bar.

Aus Kohle und Erdgas wird bereits seit 50 Jahren grostechnisch Synthesekraftstoff hergestellt (Sasol in Südafrika und Shell in Malaysia).

Die Schwierigkeit bei der FT-Kraftstoffsynthese ist die Bereitstellung eines geeigneten Synthesegases. Dieses muss frei von Verunreinigungen sein, damit der Katalysator nicht zerstört wird.

Die Firma CHOREN GmbH aus Freiberg/Deutschland ist weltweit führend in der Herstellung von FT-Kraftstoffen aus Biomasse. Sie stellt das zur FT-Kraftstoffproduktion nötige Synthesegas in einem dreistufigen, patentierten Verfahren (Carbo-V® Technik) aus Biomasse her. Das so hergestellte Synthesegas ist frei von Verunreinigungen und praktisch teerfrei (normalerweise ein grosses Problem bei der Gasproduktion aus Biomasse) und erfüllt somit alle Anforderungen an ein Synthesegas zur FT-Kraftstoffproduktion. Die Firma CHOREN GmbH baut momentan die weltweit erste Biomass-to-Liquid-Produktionsanlage, welche ab 2007 jährlich ca. 15 Millionen Liter Synthesekraftstoff produzieren soll. Anforderungen Biomasse: Holz in der Anfangsphase, theoretisch jegliche Biomasse nutzbar. Wassergehalt 15% (Trocknung evt. vor Ort).

Massen und Energiebilanz der Produktionsanlage der CHOREN GmbH in Freiberg:



Kraftstoffeigenschaften

Der aus Biomasse gewonnene FT-Kraftstoff besitzt hervorragende Eigenschaften für die Verbrennung in Dieselmotoren und kann ohne Umrüstung in Fahrzeugen verwendet werden. Der FT-Kraftstoff besitzt eine hohe Cetanzahl und somit ein besseres Zündverhalten als herkömmlicher Diesel (auch heutige Spitzentreibstoffe bestehen aus einer Mischung von Kraftstoffen aus Erdöl und Synthesekraftstoffen aus Erdgas). Weiter ist FT-Kraftstoff frei von Schwefel und krebserregenden Aromaten und die Schadstoffemissionen (Stickoxide und Partikel) werden reduziert. Da BtL aus nachwachsenden Rohstoffen produziert ist, ist der Kraftstoff CO₂-neutral.

	Dichte kg/l	Hu MJ/kg	Hu MJ/l	Viskos.	Cetanzahl	Flammpunkt	Kraftstoff-Äquivalent
Diesel	0,84	42,7	35,9	4-6	50	80	1
BtL	0,76	43,9	33,5	4	>70	88	0,93

Kraftstoffpreis

Da die Produktion von BtL-Kraftstoffen noch nicht grosstechnisch erfolgt, können die BtL-Kraftstoffpreise nur abgeschätzt werden. CHOREN GmbH rechnet mit folgender Preisentwicklung.

Jahr	Biomasse	Vergasung	Synthese und Aufbereitung	Total
2007	0,42 CHF/l	0,29 CHF/l	0,33 CHF/l	1,04 CHF/l
2020	0,33 CHF/l	0,20 CHF/l	0,23 CHF/l	0,76 CHF/l

Fazit

Je nach Fiskalmodell scheint es also möglich, dass BtL-Kraftstoffe in absehbarer Zukunft nicht nur als sinnvolle Variante gegenüber Dieseltreibstoff für Strassenfahrzeuge, sondern auf Grund der rapid steigenden Heizölpreise auch für stationäre Anwendungen Optionen bieten könnten. Zur Zeit wäre die Anwendung von kommerzialisiertem BtL für den Betrieb von WKK-Anlagen gegenüber Heizöl-WKK-Anlagen jedoch ökonomisch deutlich im Nachteil.

Zusätzlich muss erwartet werden, dass aus energiestrategischer Sicht eine solchen Biomasse-Nutzung im gross-technischen Massstab in politischen Gegenwind geraten wird:

- Die Flächeneffizienz für Mobilitätsanwendungen wird bei BtL sicher im Vordergrund stehen, denn um 1000 Liter Benzinäquivalent, d.h. den Jahresverbrauch eines Durchschnitts-PW bei 12'000 Kilometer herzustellen, werden 0.5 bis 1 Hektaren Landwirtschaftsland gebraucht.
- Um ein vergleichbares Fahrzeug mit Elektroantrieb zu versorgen, werden 20 bis 40 Quadratmeter Fotovoltaik-Zellen benötigt.
- Die «Well-to-Wheel»-Effizienz ist somit beim BtL-Kraftstoff 100 mal schlechter. Zudem stehen diese Flächen in Konkurrenz zur Nahrungsmittel- und Rohstoffproduktion sowie als ökologische Ergänzungen und Erholungsräume.

In dem vieldiskutierten EU-Szenario einer Entwicklung hin zur Energie- und Nahrungsautarkie von Europa wird die biomasse-befeuerte Mobilität auf längere Sicht keinen nennenswerten Beitrag leisten.

Weitere Bio-Treibstoffe aus Synthesegas

MeOH (Methanol)

Methanol wird durch einen Syntheseprozess an Kupfer-Zinkoxid-Katalysatoren aus den Synthesegasbestandteilen Kohlenmonoxid, Kohlendioxid und Wasserstoff hergestellt. Die Methanolsynthese ist ein Zwischenprodukt der FT-Synthese und somit meist leicht billiger als FT-D. Methanol weist als Treibstoff zwei leichte Nachteile auf: einen niedrigen Energiegehalt und relativ hohe Toxizität. Methanol könnte jedoch als Wasserstoffträger in Brennstoffzellenfahrzeugen zukünftig eine grosse Bedeutung erlangen

MTBE (Methyltertiärbutylether)

Die Herstellung erfolgt mittels einer katalysierten Reaktion aus Isobutylen und Methanol. Alternativ kann MTBE auch aus Methanol, Tert-Buthylalkohol und Diazomethan synthetisiert werden.

MTBE wird verwendet, um die Oktanzahl in unverbleitem Benzin zu erhöhen (Antiklopfmittel). MTBE wird auch als Oxygenat in Konzentrationen von 11–15 Gewichtsprozent eingesetzt, um den Sauerstoffgehalt im Benzin zu erhöhen und damit die Verbrennung zu verbessern (Reduktion von CO und unverbranntem Treibstoff). Weitere Verschärfungen der Emissionswerte könnten eine vermehrte Beimischung von MTBE zum Treibstoff fördern.

DME (Dimethylether)

DME wird ähnlich der Methanolsynthese hergestellt. DME ist ein Gas, wird aber schon bei moderaten Drücken wie Flüssiggas gehandhabt (Auslegungsdruck ca. 30 Bar). Die hohe Cetanzahl macht aus DME einen ausgezeichneten Treibstoff für adaptierte Dieselmotoren mit praktisch partikelfreiem Abgas. Die heutige Treibstoffinfrastruktur müsste jedoch angepasst werden.

Kostenbeispiele zur Wirtschaftlichkeit mit Sensitivitätsanalysen

Zu viele Faktoren spielen in die Wirtschaftlichkeitsanalyse, als dass an dieser Stelle eine generalisierbare Aussage gemacht werden kann. Auf den folgenden Seiten werden zwei Beispiele beleuchtet, welche konkret im Bau befindliche Projekte behandeln. Folgende Parameter wurden bei der Berechnung der Strom-Gestehungskosten berücksichtigt:

- Investitionskosten für die Energie-Erzeugungsanlagen und Reduktionspotenzial
- Investitionskosten für zusätzliche bauliche Massnahmen (Aufstellhalle, Zwischenmauern, Kamine, Brennstofflager etc.)
- Investitionskosten für den Erwerb des Baugrundes
- Abschreibedauer
- Kapitalkosten (Eigenkapitalrendite und/oder Kreditzins)
- Unterhaltskosten (angenommene Kosten höher als jeweilige Herstellerangaben)
- Brennstoffkosten
- Wirkungsgrad der Stromerzeugung
- Wirkungsgrad der Abwärmenutzung (Angabe in Prozent der theoretischen Abwärme bezogen auf Heizwert des Brennstoffes)
- Wärmeverkaufspreis

Biomass-Combined-Cycle

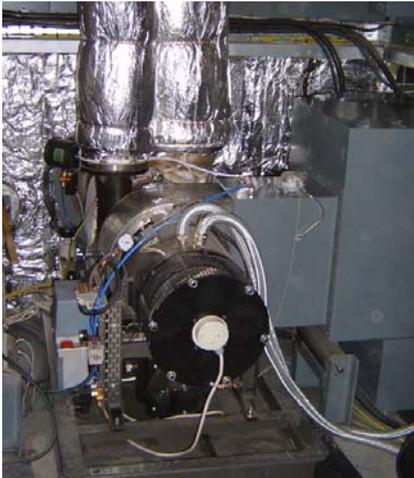


Foto: Talbott's Heating Ltd.

System:	je 1 EFGT + ORC Turbine
Brennstoff:	nasse Siebüberstände
E-Wirkungsgrad	31%
Gesamtwirkungsgrad	80%
überbautes Volumen	200 m ³ (inkl. Brennstofflogistik)
elektrische Leistung	135 kW _e
Investitionsvolumen	0.96 Mio CHF

Systembeschreibung

Eine extern befeuerte Gasturbine EFGT wird mit einem Biomasse-Kessel für Bio-Brennstoffe aller Art befeuert. Die Abgase am Austritt aus dieser Energieanlage haben eine Temperatur von rund 300°C und werden nachgeschaltet von einer ORC-Turbinenanlage genutzt, die damit den Verdampfer mit dem organischen Medium beheizt.

Holzvergaser-Generator

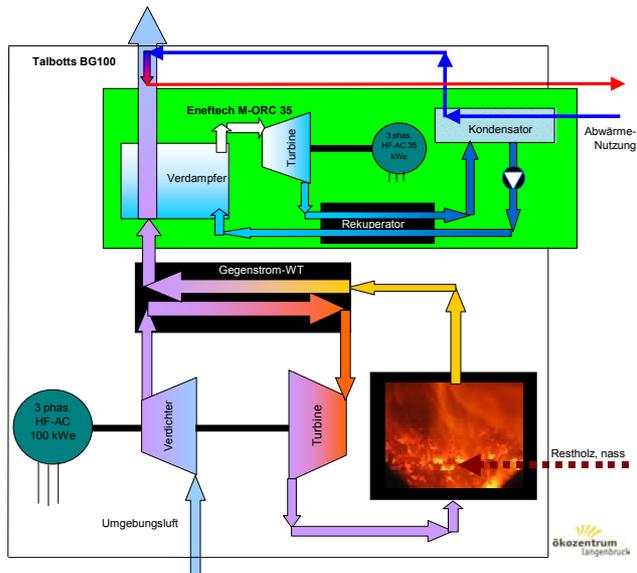


Foto: Dasagren GmbH

System:	Holzvergaser + Kolbenmotor
Brennstoff:	trockene Sägerei-Reststoffe
E-Wirkungsgrad	26%
Gesamtwirkungsgrad	80%
überbautes Volumen	2000 m ³ (inkl. Brennstofflogistik)
elektrische Leistung	350 kW _e
Investitionsvolumen	1.85 Mio CHF

Systembeschreibung

Ein Holzvergaser wird mit trockenem Sägemehl betrieben. Das entstehende Gas wird gekühlt und mehrstufig gewaschen und gefiltert. Das partikelarme Synthesegas wird einem Gasmotor zugeführt. Als Wärmequelle für Heizenergie oder andere Prozessenergie kann sowohl die Gaskühlung wie auch die Motorenabwärme genutzt werden.



Grafik: Ökozentrum Langenbruck

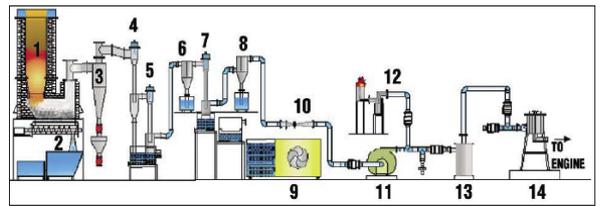


Abbildung 4: Hauptkomponenten der Netro Vergasungs-Anlage

- | | |
|------------------------------------|-------------------------|
| 1. Reaktor | 8. Tropfenfänger (2) |
| 2. Ascheaustrag | 9. Kühlmaschine |
| 3. Zyklon | 10. Venturimeter |
| 4. Kühlkolonne | 11. Gebläse |
| 5. Waschkolonne | 12. Ablackelvorrichtung |
| 6. Tropfenfänger (1) | 13. Gewebefilter |
| 7. Waschkolonne (gekühltes Wasser) | 14. Gas/Luftmischer |

Grafik: Dasagren (Motor/Generator nicht dargestellt)

Die Anforderungen an den Brennstoff unterscheiden sich bei den beiden Systemen beträchtlich. Zwar wird in beiden geplanten Projekten werksinterner Reststoff als Brennstoff verwendet, jedoch stellen diese Reststoffe auf Grund der unterschiedlichen Feuchte und Reinheit verschiedene heutige und zukünftige Marktwerte dar. Dies wurde in einer Vergleichsrechnung versuchsweise berücksichtigt:

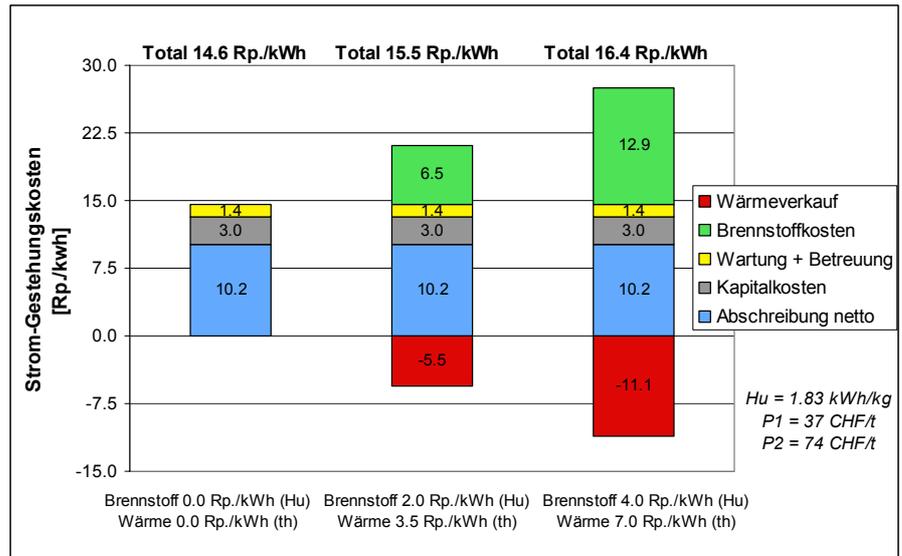
- Bei den Sägereireststoffen gemäss den Anforderungen des Holzvergasers wurden drei Brennstoffpreise von 0, 3 bzw. 4,4 Rp./kWh (Heizwert Hu) entsprechend 0, 135 bzw. 198 CHF pro Tonne nass (15% Feuchte, Hu = 4,5 kWh/kg) angenommen.
- Beim Siebholz aus dem Kompogas-Prozess wurden drei Brennstoffpreise von 0, 2 bzw. 4 Rp./kWh (Heizwert Hu) entsprechend 0, 37 bzw. 74 CHF pro Tonne nass (60% Feuchte, Hu = 1,83 kWh/kg) angenommen.

Dabei widerspiegelt der Wert 0 die heutige Situation, bei welcher beide Betreiber «negative Brennstoffpreise» bezahlen, d.h. Entsorgungsgebühren einnehmen. Es sind jedoch deutliche Anzeichen im nahen Ausland spürbar, dass die Brennstoffe bald einen höheren Marktwert erhalten werden. Dies wurde mit dem mittleren Preis abgebildet. Der höchste Preis zeigt eine Angleichung der verschieden einfach nutzbaren Brennstoffe bezüglich des Preises pro Heizwert im Falle einer Energieverknappung.

Die Zahlen zu den Brennstoffpreisen sind in den folgenden Diagrammen jeweils unten rechts aufgeführt: P0 = keine Brennstoffkosten; P1 und P2 gemäss den obigen Annahmen.

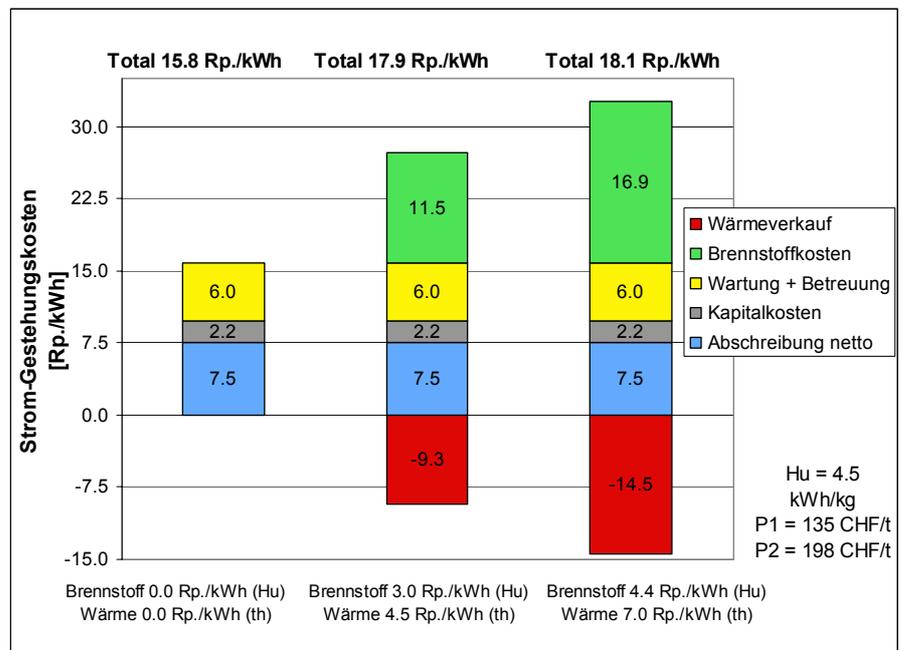
Biomass-Combined-Cycle

Beim Biomass-Combined-Cycle fallen die noch sehr hohen Investitionskosten am deutlichsten ins Gewicht. Von der Simplizität her wird jedoch ein grosses Reduktionspotenzial durch Kapitalkosten betragen 5% des Investitionsvolumens inklusive Gebäude. Für die Netto-Abschreibung wurde eine Amortisationsdauer von 10 Jahren angesetzt.



Holzvergaser-Generator

Beim Holzvergaser sind die Wartungskosten laut Hersteller relativ gross. Trotz relativ grossem Platzbedarf fällt dieser bei den Investitionskosten bei üblichen Land- und Gebäudekosten in typischen Gewerbegebieten in der Schweiz nicht stark ins Gewicht. Die Kapitalkosten betragen 5% des Investitionsvolumens inklusive Gebäude. Für die Netto-Abschreibung wurde eine Amortisationsdauer von 10 Jahren angesetzt.

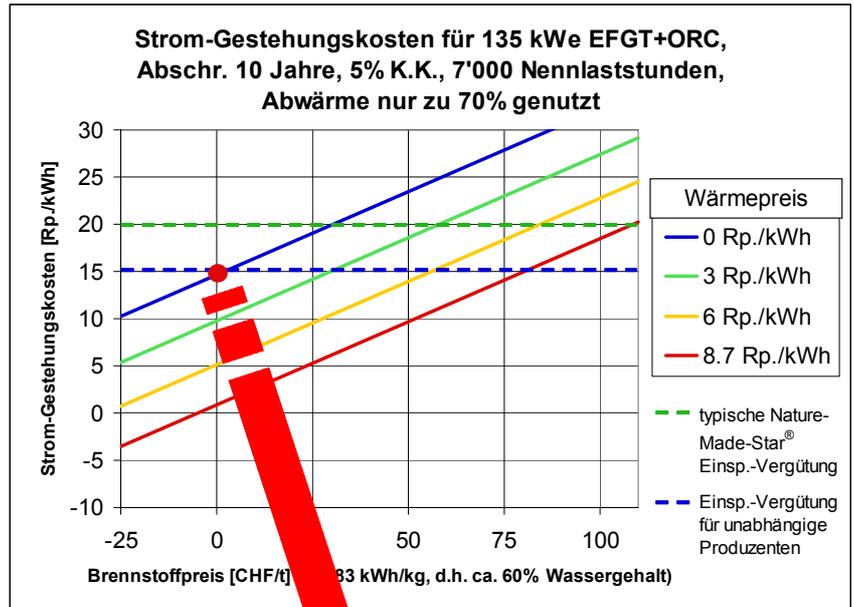


Biomass-Combined-Cycle

Sensitivität der Strom-Gestehungskosten gegenüber Brennstoffkosten und Wärmeverkaufspreis.

Die übrigen Parameter sind auf die im Diagrammtitel beschriebenen Werte fixiert. Ein Wärmepreis von 8,7 Rp./kWh entspricht einem Heizölpreis von 85,5 CHF pro 100 Liter.

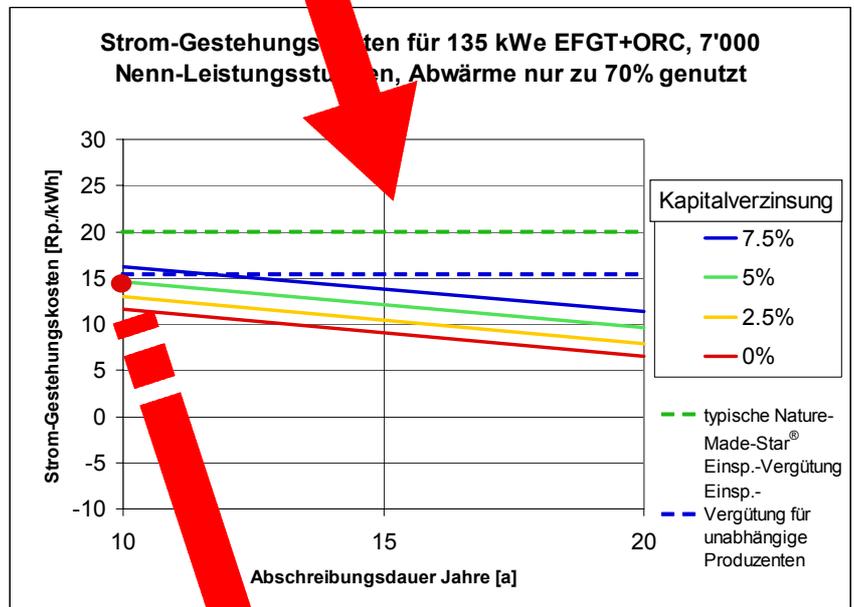
Der rote Punkt entspricht dem Auslegungspunkt der projektierten Anlage. Er wird als Fixpunkt für die weiteren Sensitivitätsanalysen verwendet.



Biomass-Combined-Cycle

Sensitivität der Strom-Gestehungskosten gegenüber Kapitalkosten und Abschreibungsdauer.

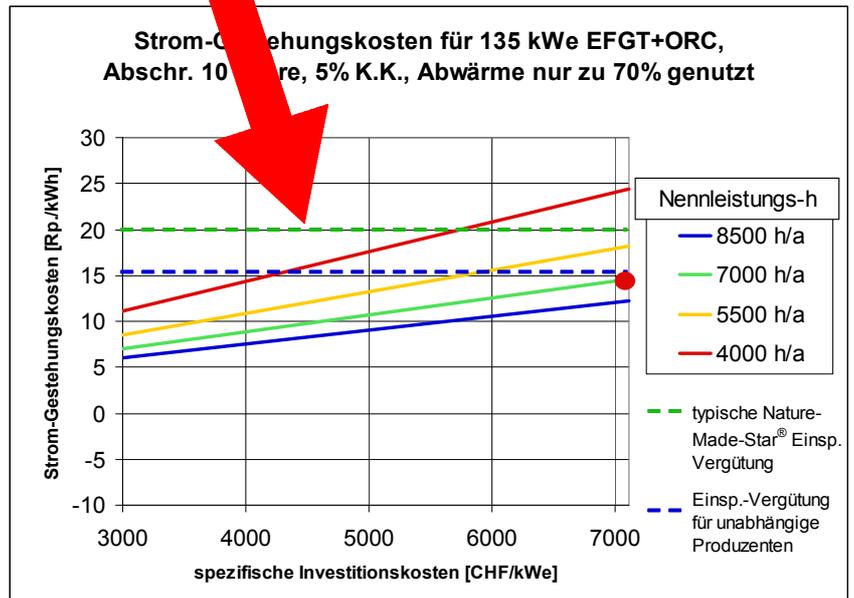
Die übrigen Parameter sind auf die im Diagrammtitel beschriebenen Werte fixiert sowie auf jene des roten Punkt des ersten Diagramms. Der rote Punkt entspricht dem Auslegungspunkt der projektierten Anlage. Er wird als Fixpunkt für die weiteren Sensitivitätsanalysen verwendet.



Biomass-Combined-Cycle

Sensitivität der Strom-Gestehungskosten gegenüber Jahres-Nennleistungsstunden und spezifische Investitionskosten.

Die projektierte Anlage stellt ein Vorserienprodukt mit deutlichem Kostenreduktionspotenzial dar.

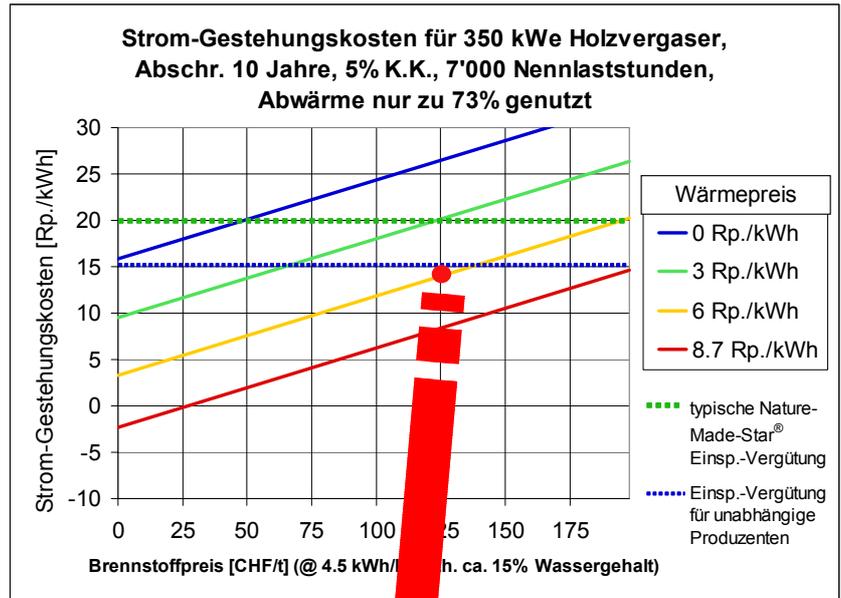


Holzvergaser-Generator

Sensitivität der Strom-Gestehungskosten gegenüber Brennstoffkosten und Wärmeverkaufspreis.

Die übrigen Parameter sind auf die im Diagramm-Titel beschriebenen Werte fixiert. Ein Wärmepreis von 8,7 Rp./kWh entspricht einem Heizölpreis von 85,5 CHF pro 100 Liter.

Der rote Punkt entspricht dem Auslegungspunkt der projektierten Anlage. Er wird als Fixpunkt für die weiteren Sensitivitätsanalysen verwendet.

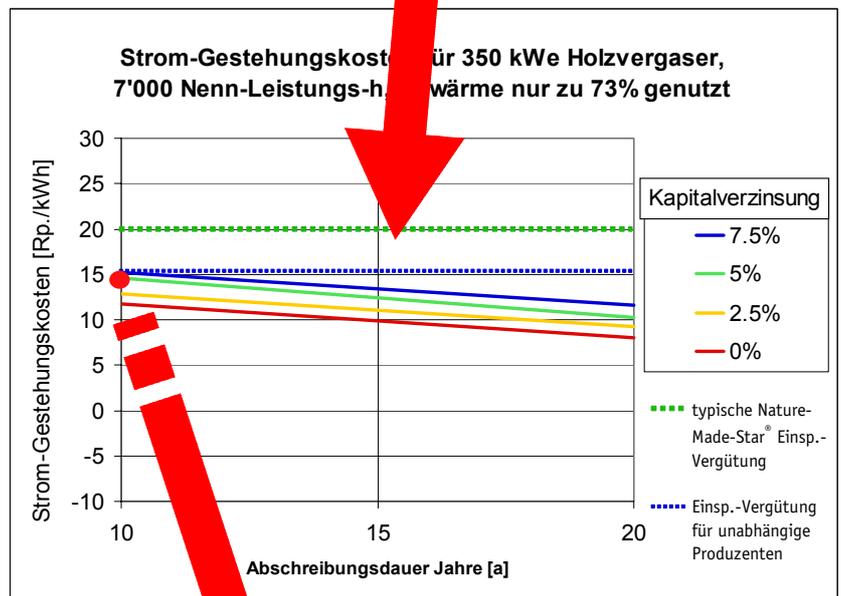


Holzvergaser-Generator

Sensitivität der Strom-Gestehungskosten gegenüber Kapitalkosten und Abschreibungsdauer.

Die übrigen Parameter sind auf die im Diagramm-Titel beschriebenen Werte fixiert bzw. von oben übernommen.

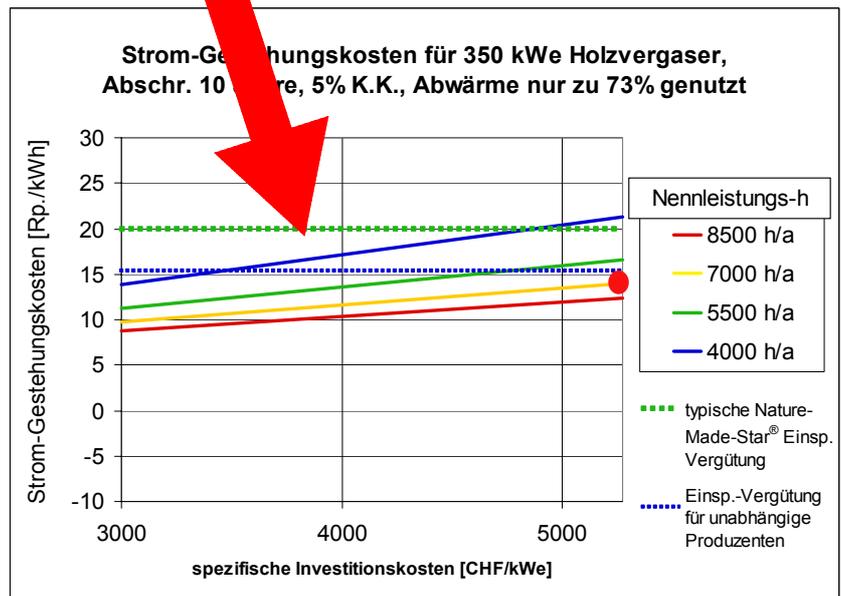
Der rote Punkt entspricht dem Auslegungspunkt der projektierten Anlage. Er wird als Fixpunkt für die weiteren Sensitivitätsanalysen verwendet.



Holzvergaser-Generator

Sensitivität der Strom-Gestehungskosten gegenüber Jahres-Nennleistungsstunden und spezifische Investitionskosten.

Die projektierte Anlage stellt ein Vorserienprodukt mit Kostenreduktionspotenzial dar.



Fazit

Bei den beiden untersuchten Projekten wird klar ersichtlich, dass die Brennstoffkosten und die Wärmepreise den höchsten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Anlagen haben. Die spezifischen Investitionskosten und die jährlichen Nennleistungsdauer sind etwas weniger einflussreich. Die Höhe der Kapitalverzinsung (Renditeansprüche bzw. Kapitalkosten je nach Optik) und die Abschreibedauer haben beim Holzvergasersystem (wo mit höheren Brennstoff- und Wärmepreisen kalkuliert wird) eine leicht geringere Einflussnahme.

Die starken Einflüsse von Wärmepreis und Brennstoffkosten auf die Stromproduktionskosten sind jedoch in Bezug auf ihr Projektgefährdungspotenzial sogleich wieder zu relativieren, weil diese drei Parameter auf dem Markt klar zusammenhängen und in Zukunft, mehr oder weniger gekoppelt, steigen oder sinken werden. Verschiedene Markteinschätzungen, unter anderem von AXPO, weisen klar auf einen Anstieg der Strompreise hin. Die fortschreitende Verknappung des Heizölmarktes sowie die geplante CO₂-Abgabe des Bundes auf fossile Brennstoffe zeigen auf einen ähnlichen Trend bei den marktüblichen Wärmepreisen hin. Die Biomasse-Brennstoffe werden in diesem Kontext ebenfalls wertvoller und werden parallel auf einem tieferen Niveau ansteigen.

Die Kapitalkosten werden in einem Szenario «Energieverknappung» vermutlich relativ sinken und eine Investition in fossilunabhängige Systeme interessanter. Ein «krisenbedingt» tieferes Zinsniveau auf dem Kapitalmarkt würde eine längere Abschreibedauer eventuell ebenfalls begünstigen. Die beiden untersuchten Projekte sind Pilotanlagen. Niedrigere spezifische Investitionskosten für folgende Serienanlagen sind daher realistische Annahmen. Dies trotz steigender Werkstoffpreise, weil bei beiden Systemen deutliche Gewichtsersparnisse realisierbar sind.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass die in den Beispielen errechneten knappen Margen von 0,4 bis 6 Rappen pro Kilowattstunde elektrischen Stroms auf jeden Fall Mindestwerte darstellen, die in Zukunft sicher erhöht werden können. Das heisst, die wirtschaftliche Erzeugung von Strom aus Biomasse in dezentralen WKA scheint möglich, jedoch in absehbarer Zukunft vermutlich weiterhin nur in Anlagen, wo Reststoffe aus anderen Prozessen zu möglichst tiefen Kosten anfallen. Bei heutigen Schweizer Marktpreisen für Waldhackschnitzel oder trockene Holzschnitzel und typischen Fernwärmepreisen ist ein wirtschaftlicher Betrieb schwierig bis unmöglich.

Werden die Investitionen jedoch als einen wichtigen Schritt für die Versorgungssicherheit angesehen und von den Elektrizitätsnetzbetreibern entsprechend honoriert, könnten auch solche Anlagen auf Grund der ökonomischen Zukunftsaussichten relativ risikoarm getätigt werden.

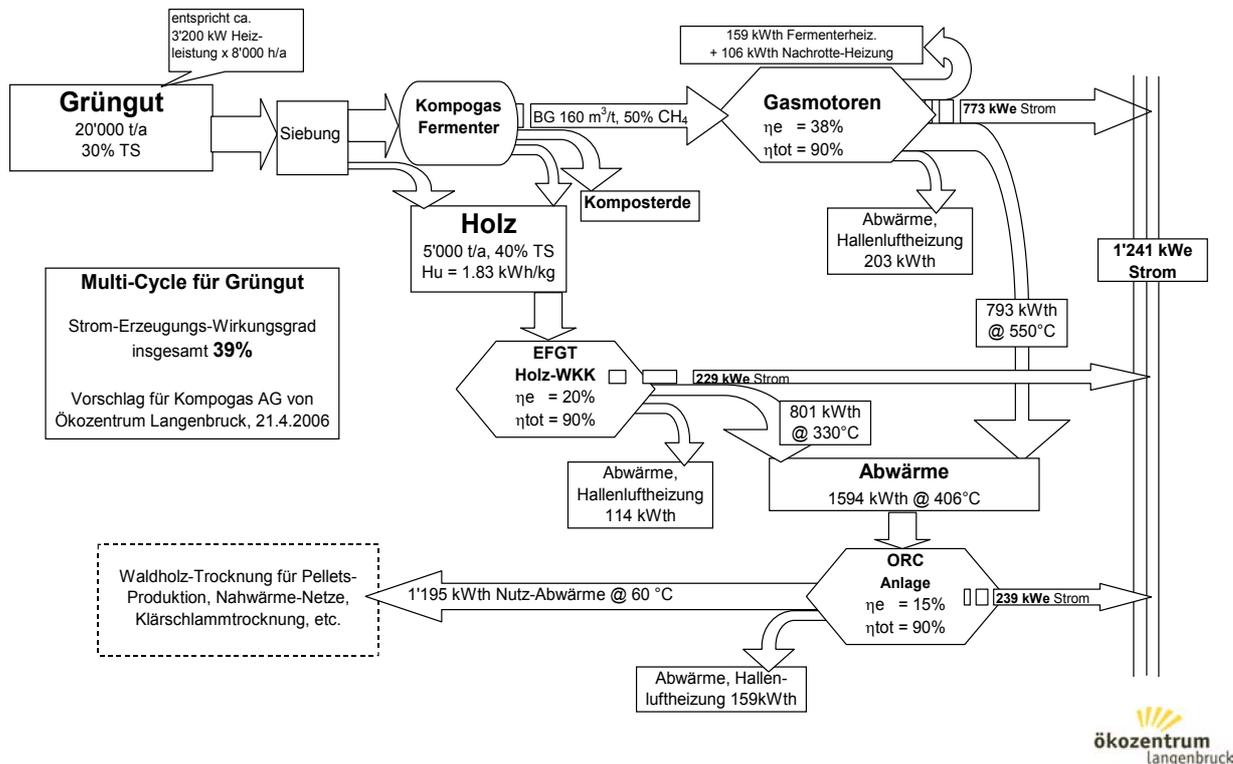
Die Kombination bringt's – regionale Energiezentren!

Das Beispiel mit dem Biomass-Combined-Cycle BCC zeigt, dass unwirtschaftliche Systeme wirtschaftlich betrieben werden können, wenn sie durch die Nutzung der Abwärme eines ersten Systems zu «Gratisbrennstoff» kommen. Dieser Ansatz hat zur Entwicklung des Konzepts von regionalen Energiezentren geführt. Das folgende Beispiel soll aufzeigen, welche Synergieeffekte eine Anlage entscheidend weiterbringen können:

- WKA Anlagen «leiden» oft darunter, dass im Sommer die Wärme nicht verkauft bzw. nicht benötigt werden kann. Ein wirtschaftlicher Betrieb benötigt eine hohe Anzahl von Jahres-Nennleistungsstunden.
- Biogas-WKA müssen das ganze Jahr laufen, weil das Biogas ständig anfällt, im Sommer je nach Prozessführung sogar eher etwas mehr. Ganzjährige Prozesswärmennutzer werden gesucht, weil die Anlage trotz unrentablem Betrieb laufen muss.
- Die meisten Biogas- und Kompostierwerke haben einen Anteil von bis zu einem Drittel zellulosehaltigen Reststoffen, die nicht vergärt werden können. Für sie wird eine Feststoff-WKA benötigt.
- Der Ruf nach Pellets aus Waldholz wird in ganz Europa laut. Der bequeme und saubere Brennstoff für kleine, dezentrale Heizsysteme (eine oder mehrere Wohneinheiten) wird bisher nur aus trockenen Sägereireststoffen hergestellt. Diese haben ein Potenzial, das bald ausgeschöpft ist und mehr als zehnmal kleiner ist als das noch unerschlossene Energieholzpotenzial. Um Pellets aus Waldholz kosteneffizient herzustellen, muss die benötigte Trocknungsenergie möglichst preiswert sein.

Die Lösung der obigen Herausforderungen heisst Kompo-Kaskade®

Die holzartigen Siebüberstände der Biogasanlage werden einer extern befeuerten Gasturbine zugeführt. Die Abwärme dieser Anlage sowie die Auspuffabwärme der Biogasmotoren liefern die Antriebsenergie einer ORC-Dampfturbine. Mit einem elektrischen Wirkungsgrad von rund 40% ist die dann noch verbleibende Abwärme ökonomisch irrelevant, so dass sie preiswert und ökologisch vertretbar einem Trocknungsprozess zugeführt werden kann. Dies wurde für eine typische Kompogas®-Anlage mit einem Umsatz von 20'000 Tonnen Grüngut pro Jahr durchgerechnet. Ein Viertel davon sei holzartig.



Selbst mit moderaten Annahmen für die E-Wirkungsgrade (38% statt 40+% für die Gasmotoren, 20 statt 22% für die EFGT, 15 statt 17% für die ORC-Anlage) kann ein Stromwirkungsgrad für Biogas- und Holzverstromung von insgesamt 39% erreicht werden. Ein regionales Energiezentrum wie das oben beschriebene produziert pro Jahr:

- 9,9 GWh Strom (Verbrauch von 2000 bis 4000 Haushalten, mit oder ohne Elektroboiler)
- 8'000 Tonnen Presswasser (Dünger für die Landwirtschaft)
- 9'000 Tonnen Komposterde für Gärtnereien und Private
- 150 Tonnen Asche (auch als Mineralstoffdünger einsetzbar)
- 30'000 Tonnen trockenes Holz (von 50% auf 15% Feuchte, ergibt Holzpellettheizenergie für 10'000 Haushalte)

Der Input von 20'000 Tonnen pro Jahr entspricht der Menge Grüngut, welche 80'000 Personen oder 38'000 Haushalte im urbanen Raum jährlich der Entsorgung mitgeben¹.

¹ Gemeinde Dietlikon mit statistischen Zahlen für die ganze Schweiz, 2004

Technologische Hintergründe und Informationen über «noch unentdeckte» Technologien

Wieso gibt es 200 Jahre nach «Erfindung» und Kommerzialisierung von thermodynamischen Arbeitsmaschinen immer noch Systeme, die nicht verwirklicht wurden oder zwischenzeitlich 150 und mehr Jahre ignoriert wurden? Der Schlüssel zu dieser Frage liegt in der Aussage, die in der Einleitung dieses Dokuments gemacht wurde: *Wir sprechen bei den Feststoff-Verstromungsanlagen ganz klar von «Second Best Technologies».* Dies bedeutet, dass für die leicht und mehr oder weniger rückstandsfrei verbrennbaren Brennstoffe wie Erdgas, Benzin und Diesel (= Heizöl Extra Leicht) die effizientesten und robustesten Systeme ausgewählt wurden.

Die Feststoff-WKK-Technik will nun aber die thermodynamische Nutzung von nicht so einfachen, dafür preiswerten und auch langfristig verfügbaren Brennstoffen ermöglichen. Dies ist eine grundsätzlich andere Fragestellung, die in der Geschichte zur Anwendung eines sehr robusten, sehr komplexen Systems mit niedrigem Wirkungsgrad geführt hat, nämlich allen Formen der Dampfenergie (Turbinen mit Wasserdampf oder Kältemittel, Dampfmaschinen). Diese erlauben eine vollständige Trennung der Wärmeerzeugung und der Kraftmaschine, so dass die Motoren und Turbinen geschützt sind vor Verschmutzung, Korrosion und Erosion durch Verbrennungsprodukte. Das Problem der Dampfturbine ist jedoch ihre **Energieverschwendung**.

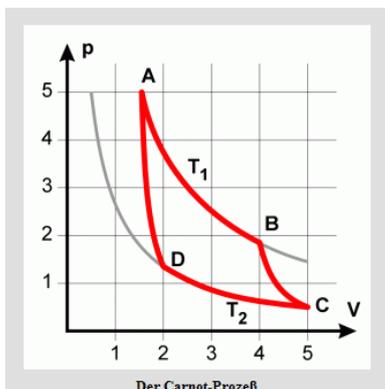
Da ein Kreisprozess seine Effizienz aus dem Verhältnis der oberen und unteren Temperatur bezogen auf den absoluten Nullpunkt (0 Kelvin) bezieht, schmerzt es viele Thermodynamik-Ingenieure, ein System mit 420°C oberer Dampftemperatur bauen zu müssen, wenn doch der Brennstoff Temperaturen zwischen 1000 und 2000°C ermöglichen könnte. Der Dieselmotor mit bis zu 1700°C mittlerer Brennraumtemperatur setzt hier den Kontrapunkt: höchste thermodynamische Effizienz durch Annäherung an die höchstmögliche Verbrennungstemperatur.

Dazwischen liegen nun alle anderen Systeme. Ihre Favorisierung ist Gegenstand des aktuellen technischen Wettbewerbs. Dieser ist geprägt durch harte Fakten und stichhaltige Argumente sowie durch Innovationen in der Werkstoffentwicklung, aber auch Mythen, Hoffnungen und Ideologien. Die folgenden sechs Punkte umfassen eigentlich das ganze Spannungsfeld, in welchem sich die noch nicht marktfähigen Entwicklungen befinden. Die ersten vier Punkte beschreiben ausschliesslich thermodynamische Systeme:

1. Die intern verbrennenden Systeme sind prädestiniert, höhere Wirkungsgrade zu erreichen, ohne extreme Materialanforderungen zu stellen, weil die Brennkammerwände gekühlt werden können und im Verlaufe eines Zyklus ein tiefes mittleres Temperaturniveau entsteht. Dafür muss hier der Brennstoff im heissen oder kalten gasförmigen Zustand so aufbereitet werden, dass er wie die raffinierten Brennstoffe Erdgas und Heizöl problemlos verbrannt werden kann. Zusätzlich entstehen bei der Anwendung von Kolbenmotoren durch den ständigen Neustart der Verbrennung in einem gekühlten Raum höhere Emissionen und der Brennstoff muss gewissen Mindestanforderungen der Zündfähigkeit entsprechen. Bei der Verwendung von Gasturbinen könnte der Brennstoff eventuell staubförmig direkt und ohne Zwischenkühlung vergast und genutzt werden, was Vorteile sowohl hinsichtlich des Wirkungsgrades wie auch der niedrigeren Komplexität der Gasreinigung hätte. Dabei müssten die Aschepartikel direkt im heissen Zustand entfernt werden, ein ebenfalls noch nicht vollständig gelöstes Problem. Zusätzlich ist die Zuführung des Brennstoffes in die unter Druck stehende Brennkammer schwierig und verlustreich. Eine Lösung dafür hat wiederum der inverse Gasturbinenprozess, welcher bei Normaldruck verbrennt und dann ins Teilvakuum entspannt und dort kühlt. Dieser Prozess hat jedoch wieder eine geringere Leistungsdichte und ist noch gänzlich unerforscht.
2. Die extern verbrennenden Systeme haben den theoretischen Vorteil, jede Wärmequelle und somit auch jeden Brennstoff zu akzeptieren. Durch das kontinuierliche Feuer sind auch schwierige Brennstoffe relativ sauber und emissionsarm umsetzbar. Die Geräuschemissionen sind eventuell ebenfalls niedriger. Sie versprechen gegenüber der Brennstoffaufbereitung aus Punkt 1 eine niedrigere Anlagenkomplexität und eine saubere Trennung der Funktionen. Sie erlauben eine drucklose Zuführung des Brennstoffes. Sie sind wie die Dampfsysteme auf Wärmetauscher angewiesen. Dort sind die Materialien ohne Kühlmöglichkeit direkt den Prozesstemperaturen ausgesetzt. Durch die fortschreitende Entwicklung bei der Heissgas-Korrosionsbeständigkeit von Wärmetauschermaterialien sind hier bedeutende Temperatur- und somit Effizienzsteigerungen zu erwarten. Durch den schlechten Wärmeübergang von Gas auf Festkörper und wieder auf Gas müssen die Wärmetauscher grossflächig und somit aufwändig gestaltet sein.
3. Von allen theoretischen Kreisprozessen hat der Stirling-Prozess die höchste Effizienz. Gleichzeitig ist es einer der Kreisprozesse, bei denen Theorie und Praxis am weitesten auseinander liegen. Die Faszination der Effizienz zusammen mit der theoretischen Einfachheit (keine Ventile) hat immer wieder zu Versuchen geführt, unter ex-

tremem technischem Aufwand Motoren zu demonstrieren, die auf ähnliche Effizienz und Leistungsgewichte kamen wie der Dieselmotor – was in Einzelfällen auch gelang. Durch das unter Hochdruck stehende, im Innern verbleibende Arbeitsgas, entstehen wahlweise folgende Probleme: Dichtigkeitsprobleme bei der Abtrennung des Arbeitsgases von einem geschmierten Teil der Mechanik oder die Lebensdauerprobleme von trocken laufender Mechanik. Der Wärmetauscher soll ein möglichst geringes Volumen aufweisen und bedingt durch den Bedarf an Oberfläche eine komplexe, filigrane Gestaltung, die wiederum für gewisse Brennstoff nicht geeignet ist. Zudem ist die Druckbelastung des heissen Wärmetauschers zyklisch, was zu zusätzlicher Materialbelastung führt. Die Effizienz wird zusätzlich dadurch beeinträchtigt, dass der Hochtemperatur-Wärmetauscher möglichst vollständig dieselbe Temperatur aufweisen soll. Die Abgase weisen eine sehr hohe Temperatur auf, welche nur mit Zusatzaufwand im System genutzt werden kann (Verbrennungsluft-Vorwärmung). Ein Teil des Arbeitsgases befindet sich immer gleichzeitig im heissen und kalten Wärmetauscher, was den Wirkungsgrad weiter reduziert. Der Nachteil der trocken laufenden Mechanik konnte mit dem Freikolben-Stirling Motor entschärft werden. Dort entstehen jedoch neue Nachteile beim Up-Scaling: Durch die geringe Relativ-Geschwindigkeiten im schwingenden anstatt rotierenden Generator wird dieser unverhältnismässig gross und somit auch teuer. Eine Variante des Freikolbenmotors ist die thermoakustische Maschine, bei welcher die mechanische Bewegung vollständig durch Resonanzschwingungen ersetzt wird. Die bisher erzielten Wirkungsgrade sind tief.

4. Die extern befeuerte Gasturbine und der Aactor®-Motor haben sämtliche Vorteile, die unter Punkt 2 beschrieben werden, ohne die Nachteile, die unter Punkt 3 beschrieben werden. Sie weisen jedoch ein Wirkungsgradpotenzial auf, welches deutlich niedriger ist als jenes von Stirling- und Dieselmotor. In der Praxis ermöglichen sie aber Wirkungsgrade, die im Bereich von guten Stirling- und Holzvergaser-Motoren liegen. Sie sind potentiell wartungsarm und von niedriger technischer Komplexizität. Ihre Leistungsdichte ist auf Grund der geringen Kompression niedrig. Zusätzlich sind ihre Konzepte selbst in der Fachwelt noch wenig verbreitet.
5. Eine Aussenseiterrolle haben in dieser Aufzählung die thermoelektrischen Prozesse. Sie basieren auf dem Effekt der thermischen Schwingung aller Atome und dem eventuell damit verbundenen Emittieren von Elektronen. Da sie sich nicht bewegen, sich daher kaum mechanisch abnutzen oder Geräusche verursachen und eine theoretisch beliebige Temperaturdifferenz nutzen können, haben sie wie die Fotovoltaik das Potenzial zur weiten Verbreitung und höchster Wartungsarmut. Die Anlagen wären denkbar einfach und geeignet für Grosseisenproduktion. Es könnten auch Effizienzsteigerungen an bestehenden WKA realisiert werden. Die bisher verfügbaren Elemente weisen aber nicht nur einen geringen Wirkungsgrad auf, sondern müssten zur Generierung einer sinnvollen Spannung 10'000-fach seriell gekoppelt werden. Mit heutigen Mikrochip-Technologien, welche Millionen von Schaltungen auf kleinster Flächen bei kleinsten Herstellungskosten erlauben, scheint dieses Problem lösbar zu sein. Es sind dennoch noch keine kommerziellen Produkte auf dem Markt verfügbar.
6. Ebenfalls speziell zu erwähnen ist der elektrochemische Prozess, welcher in Brennstoffzellen stattfindet: Durch die Oxidation von Wasserstoff und Sauerstoff in einem nur für Kationen (positiv geladenes Atom oder Molekül) durchlässigen Medium werden die freiwerdenden Elektronen gezwungen, den «Umweg» über einen elektrischen Verbraucher zu nehmen. Da sie sich weder bewegen noch Geräusche verursachen und ein hohes Wirkungsgradpotenzial aufweisen, ist ein theoretisch hohes Marktpotenzial in verschiedensten Anwendungen inklusive Kleinstgeräte vorhanden. Allerdings sind die Systeme entweder auf eine hohe Gasreinheit (reiner Wasserstoff als Brennstoff) angewiesen oder sie weisen eine chemische Degradation und Erschütterungsempfindlichkeit auf. Obwohl die Brennstoffzelle schon 1839 technisch bewiesen wurde, kämpfen sämtliche verfügbaren Systeme für Erdgas mit erheblichen technischen Problemen.



Der Carnot-Prozess als klassisches Beispiel eines idealen thermodynamischen Kreisprozesses:

- A–B Isotherme Expansion des Arbeitsgases (mechanische Arbeit wird geleistet)
- B–C Adiabatische Expansion (weitere mechanische Arbeit wird geleistet)
- C–D Isotherme Kompression (mechanische Arbeit muss investiert werden)
- D–A Adiabatische Kompression (mechanische Arbeit muss investiert werden)

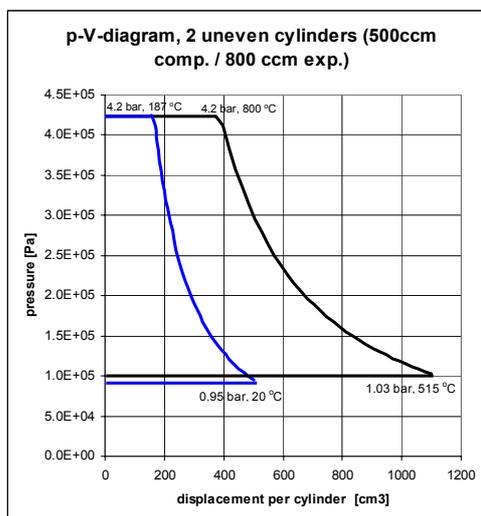
Die Fläche innerhalb der roten Kurven ist die theoretische Nutzarbeit dieses Kreisprozesses.

Diagramm: www.hp-gramatke.de

Extern befeuerter Millermotor (Aactor®)

Schlüsse aus den geschilderten Spannungsfeldern und rund 20 Jahre eigene Erfahrungen mit Stirling-Motoren und Diesel-WKA führten uns zur Einsicht, dass eine kleine, wartungsarme WKA für **Feststoffbiomasse** wohl ähnlich aussehen muss wie die extern befeuerte Gasturbine. Bei Leistungen unter 30 kWe werden jedoch Mikroturbinen aus fluiddynamischen (Reynolds) und mechanischen Gründen (Spaltverluste, Drehzahlen) ineffizient. Die Drehzahlen bewegen sich bei Kleinanlagen um 10 kW in Bereichen, welche eine Auskopplung von Elektrizität ohne Getriebe-Untersetzung verunmöglicht. Diese wiederum würde die wartungsfreie Lagerung (Luftlager) des Turbinenrotors verunmöglichen. Im weiteren ist die Entwicklung einer speziell optimierten Turbine für einen Prototypen beinahe «unbezahlbar». Der Kolbenmotor ist deshalb bei kleinen Leistungen und vorerst kleinen Seriengrößen der Turbine deutlich überlegen und effizienter.

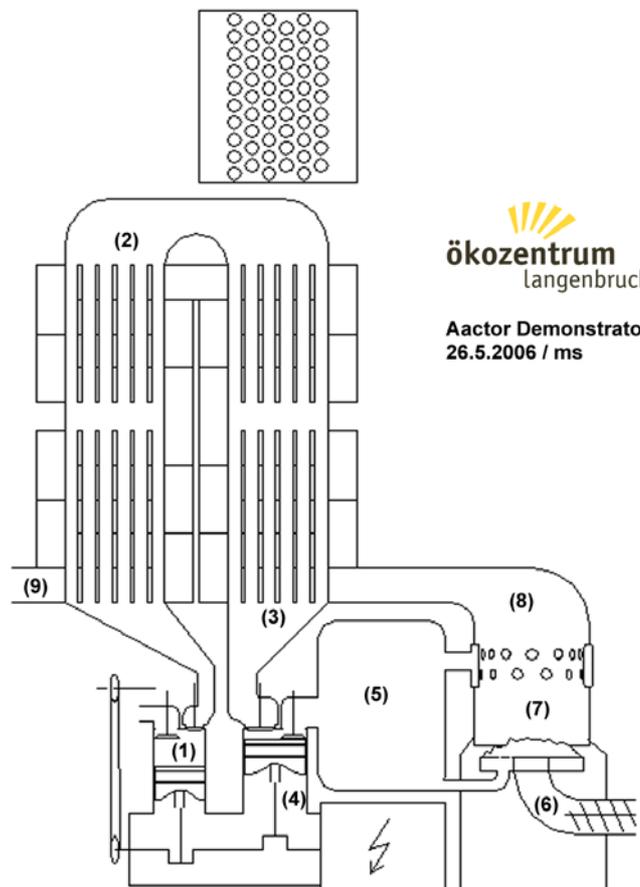
So entstand das Projekt **Aactor**. Aactor steht für **Aachen-Motor**, ein ähnliches, aber nie umgesetztes Konzept der Uni Aachen und der ETH Zürich aus den 1960er-Jahren. Auch steckt der Name des Vor- und Mitdenkers Mohamed **Aakti** mit drin. Das Projekt sieht vor, mit einem Konsortium aus Industriepartnern, einem Institut der ETH Zürich unter der Leitung des Ökozentrums Langenbruck eine mobile, holzpelletsbefeuerte Demonstrationsanlage mit 3 bis 5 kWe Leistung zu entwickeln und interessierten Investoren vorzuführen. Die ausgesuchten Industriepartner haben für alle technologischen Teilaspekte des Projektes weitreichende Erfahrungen, zeichnen sich durch eine Spitzenposition am Markt aus und/oder haben eine Komponente des Produkts schon entwickelt.



oben: p-V-Diagramm für $p_i/p_o = 4.5$

Beschreibung des Aactors (rechts):

- 1) Kompressions-Zylinder
- 2) Gegenstrom-Wärmetauscher mit Querschnittsskizze oben
- 3) Hochtemperatur-Sektion des Wärmetauschers
- 4) Arbeitszylinder
- 5) Wind-Box zur Reduktion von Druckstößen in der Verbrennungsluftzufuhr zur Brennkammer
- 6) Brennstoffzufuhr (Holzpellets)
- 7) erste Verbrennungsstufe (Vergasung und Reduktion)
- 8) zweite Verbrennungsstufe (Ausbrand)
- 9) zum Auspuff bzw. zur Wärmenutzung



Bei konservativer Rechnung besteht bei dieser Maschine und der vorsichtig gewählten maximalen Gastemperatur von 800°C ein maximales E-Wirkungsgradpotenzial von rund 36%. Das Konsortium will mit dem ersten Prototypen mindestens 21% erreichen. Gegenüber Stirling-Motoren erlaubt dieses System eine höhere maximale Gastemperatur, die überdies nur in einem kleinen Teil des modular und robust ausgelegten Wärmetauschers und bei konstantem Druck auftritt. Die Druckschwankung am Motorausstritt beträgt maximal ± 40 mbar. Auf Grund der erfreulichen Resultate der Materialforschung bei den ODS-Stählen ist eine weitere Erhöhung der Gastemperatur denkbar. Weitere Informationen bei der Autorenschaft.

Systeme ohne bewegliche Teile

Thermodynamische Maschinen, mögen sie noch so ausgereift sein, verwenden «vorsintflutliche Konzepte», wenn man sie mit der Technik der heutigen IT-Geräte vergleicht, die in der Nähe zur Quantenphysik operieren. Nicolas Léonard Sadi Carnot (1796 bis 1832), wird mit seiner theoretischen Betrachtung der Dampfmaschine (Carnot-Prozess) als Begründer eines neuen Zweigs der Wissenschaft, der Thermodynamik, betrachtet. Er fand heraus, dass keine thermisch angetriebene Arbeitsmaschine einen Wirkungsgrad von 100% erreichen kann. Alle thermodynamischen Maschinen produzieren die mechanische Arbeit auf Grund der Ausnutzung von Druckunterschieden, die in einem Arbeitsmedium (Dampf, Luft oder anderes Arbeitsgas) mittels Temperaturunterschieden erzeugt wird. Dabei ist Wärme atomphysikalisch gesprochen alleine schon Bewegung. Verständlicherweise zerbrechen sich deshalb Wissenschaftler den Kopf, wie den Atomen entweder ihre Elektronen abgeluchst werden können oder aber die thermischen Schwingungen direkt genutzt werden können, ohne bewegte Maschinen betreiben zu müssen. Das Resultat kann aufgeteilt werden in

- Chemische Energiewandler wie Batterien und Brennstoffzellen
- Strahlungswandler wie thermo-ionische oder thermovoltische Zellen

Chemische Energiewandler



Batteriezellen und Brennstoffzellen basieren auf der Trennung von Materialien, die miteinander reagieren möchten. Die Trennschicht, das Elektrolyt, ist dabei so beschaffen, dass es nur für die Kationen, d.h. positiv geladene Atome oder Moleküle durchlässig ist. Der Prozess wird in Gang gesetzt, indem via elektrische Stromnutzung den Elektronen den Weg ebenfalls geöffnet wird.

Die dazu eingesetzten Materialien sind vielfältig. Bekannte Materialpaare sind: Nickel und Cadmium, Zink und Kohle, Lithium und Mangandioxid, Zink und Luft, Nickel und Kochsalz, Blei und Schwefelsäure, Wasserstoff und Sauerstoff, Erdgas und Luft. Letztere zwei sind Brennstoffzellen, die restlichen Batterien.

Bild: Hochenergie-Elektrofahrzeugbatterie mit Nickel und Kochsalz sowie Keramik-Elektrolyt¹.

Die meisten dieser Zellen funktionieren in beide Richtungen: durch Anlegung eines Ladungspotenzials fließen die Ionen auch wieder zurück, die Zelle wird aufgeladen oder (im Falle der Brennstoffzelle) produziert Brennstoff (zum Beispiel Wasserstoff und Sauerstoff aus Wasser).

Durch den Ablauf von Parallelprozessen mit Verunreinigungen entstehende Dotierungen, und dadurch „Leitbarmachung“ des Elektrolyts, durch Bildung von Kristallen, durch die thermische Ermüdung der Struktur, insbesondere des Elektrolyts und ähnliche Einflüsse, altern chemische Energiewandler ebenfalls und sind dadurch nicht wartungsfrei.

Als grosser Vorteil weisen Batterien einen hohen Wirkungsgrad von meist über 90% auf. Auch bei den Brennstoffzellen, bei denen theoretisch dauernd neuer Brennstoff zur Reaktion hinzugeführt werden kann, ist das Wirkungsgradpotenzial sehr hoch (über 60%).

Durch ihre geringe Leistungsdichte und die beschriebene Alterung wurde die Brennstoffzelle nur in speziellen Anwendungen eingesetzt. Ein bekanntes Beispiel ist die Strom- und Wasserversorgung von bewohnten Raumstationen durch mitgeführten Wasserstoff und Sauerstoff in den 1970er Jahren.

Falls ein solares Zeitalter anbrechen sollte, das heisst ein relevanter Teil der zukünftigen Energieversorgung via Sonnenenergie geschehen sollte, dann macht die Speicherung von Solarenergie in Form von Wasserstoff oder Zink durchaus Sinn. In diesem Szenario würden Brennstoffzellen und Zink-Luft-Batterien wichtige Bausteine sein.

Die Gewinnung von Wasserstoff aus fossilen oder biogenen Energieträgern macht jedoch aus heutiger Sicht weder ökonomisch noch energetisch noch ökologisch Sinn. Somit bleibt nur die Hoffnung, dass die Systeme zur Verwen-

¹ www.mes-dea.ch

derung von etwas komplexeren Brennstoffen wie Erdgas/Biogas/Holzgas die technischen Herausforderungen bewältigen, an denen sie bisher scheiterten.

Strahlungswandler

Auch hier werden zwei Typen unterschieden: die thermo-fotovoltaische Zelle und die thermo-elektrische Zelle.

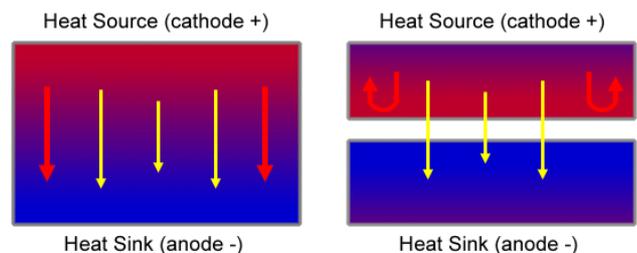
Die Thermo-fotovoltaische Zelle ist eine konventionelle, eventuell hitzebeständigere Halbleiterzelle wie sie auch für die Gewinnung von Solarstrom verwendet wird. Durch entsprechende Anordnung in einem Brennraum, bei welchem durch Filter der Lichtanteil der Flammenstrahlung erhöht wird, kann aus der Strahlung des Feuers elektrischer Strom erzeugt werden. Die bisher erreichten Wirkungsgrade liegen jedoch unter 10% und die thermische Belastung lässt die Zellen schneller altern als in der Anwendung in Solarstromanlagen. Eine Nischenanwendung könnte der Betrieb von Heizkesseln ohne Netzanschluss sein, welche ihren Betriebs- und Regelenenergiebedarf selbst erzeugen.

Die thermo-elektrische oder thermo-ionische Zelle beruht grundsätzlich auf dem Seebeck- und dem Peltier-Effekt. Der Seebeck-Effekt besagt, dass zwei Materialien mit unterschiedlicher thermischer Kapazität ihren Elektronen unterschiedliche Freiheitsgrade bei gleicher Temperatur zulassen und damit eine Spannungsdifferenz entsteht (Seebeck). Der Peltier-Effekt wird durch den dadurch fließenden Strom hervorgerufen, welcher durch den Austausch der Elektronen von unterschiedlicher Anregung Temperaturveränderungen hervorruft (Zu- oder Abnahme!).

Diese Effekte wurden bisher nur zur Messung von Temperaturen (Thermo-Element) sowie zur Kühlung bzw. schnellen Temperaturregelung (Peltier-Element) in besonderen Geräten (Analytik) verwendet. Die Spannungen bzw. Ströme dieser Effekte sind sehr gering (Mikro-Ampère). Durch die Möglichkeit der Verschaltung von Millionen von solchen Elementen ähnlich dem Mikro-Chip des Computers könnten hier jedoch grundsätzlich auch energetisch nutzbare Spannungen und Ströme erzeugt werden.

Die aktuellsten Innovationen werden im folgenden von den führenden Entwicklern selbst dargestellt. Die Beurteilung durch die Herausgeber dieses Dokuments, mit Unterstützung von Physikexperten, konnte nicht mit eindeutiger Aussage abgeschlossen werden. Die Erklärungen der Innovationen entbehren zumindest nicht einer durchgängigen Plausibilität.

Die Wirkungsgrade von Peltier- und Seebeck-Elementen sind trotz aller Forschungsprogramme niedrig geblieben. Der schlechte Wirkungsgrad kommt durch die ungewollte Wärmeleitung zwischen den Metallen bzw. Halbleitern zustande. Ein neuerer Ansatz, diese zu unterbinden, verfolgt das Thermo-Tunneling-Verfahren: Zwei Metalle werden durch einen minimalen luftleeren Spalt voneinander getrennt. Die Wärmeleitung über Gitterschwingungen wird so vollständig unterbunden. Der Vakuumpalt ist jedoch nur so breit, dass einzelne Elektronen über diesen Spalt quantenmechanisch «tunneln» können. Dieser erhoffte «Quantensprung» ist dargestellt in den beiden Grafiken rechts.



(Quelle: Power Chips Plc, Gibraltar)

Auf den ersten Blick scheint diese Unterbrechung der foto-ionischen Wärmeleitung, d. h. die Wärmeleitung über Gitterschwingungen, äusserst effizient zu sein. Bei einer Spaltgrösse, welche ein quantenmechanisches Tunneln ermöglicht, sind die elektromagnetischen Kräfte jedoch derart gross, dass eine nahezu ungehinderte Weiterleitung der Gitterschwingungen aufgrund von elektromagnetischer Kopplung stattfindet.

Bei den üblichen Temperaturen, bei denen solche Elemente eingesetzt werden sollen, liegen die Wellenlängen der elektromagnetischen Emissionen im Bereich von einigen hundert Nanometern bis hin zu wenigen Mikrometern. Eine effiziente Entkopplung der Gitterschwingungen findet erst dann statt, wenn die Spaltgrösse im Bereich der Wellenlängen liegt. Bei diesen Grössen ist ein quantenmechanisches Tunneln jedoch praktisch nicht mehr möglich.

In diesem Dokument wird die innovative und eventuell weiterführende Thermo-Tunneling-Zelle als Thermo-Ionic-Zelle bezeichnet. Sie wird im **Kapitel Schnell-Info und SWOT-Analysen** ebenfalls aufgeführt.

Verwendete Abkürzungen

/a	per annum (pro Jahr)
@	"at" (bei)
adiabat	ohne Austausch von Wärme (ideal isoliert)
CH ₄	Methan (Erdgas besteht zur Hauptsache daraus)
CHF	Schweizer Franken
CO	Kohlenmonoxid (Brennstoff oder giftiges Abgas)
CO ₂ , CO ₂	Kohlendioxid (Klimaschädliches Abgas)
C _x H _y	Kohlenwasserstoffe (Brennstoff oder klimaschädliches Abgas)
EJ	Ektajoule (Energienmenge von 10 ¹⁸ Joule oder Wattsekunden)
FC	Fuel Cell (Brennstoff-Zelle)
FT	Fischer-Tropsch-Synthese (Verfahren zur Gewinnung flüssiger Brennstoffe aus Gasen)
GW	Gigawatt (Leistung, 10 ⁹ Watt)
h	Eta (Kurzzeichen für Wirkungsgrad, mit e oder th für elektrische oder Nutzwärme-Effizienz)
H ₂	Wasserstoff (Brennstoff)
Ho	Brennwert oder "oberer Heizwert" (theoretischer Energieinhalt eines Brennstoffes bei vollständiger Rückgewinnung des Verdampfungsverlustes des enthaltenen Wassers und Wasserstoffs)
h _{tot}	Eta Total (Gesamte Nutzwärme-Energie-Effizienz (eingespeiste Strommenge und nutzbare Wärme-menge))
Hu	Heizwert oder "unterer Heizwert" (Energieinhalt eines Brennstoffes unter Vernachlässigung des Verdampfungsverlustes des enthaltenen Wassers und des Wasserstoffs)
k.A.	keine Angaben erhältlich oder verfügbar
kW	Kilowatt (Leistung)
kWe, kWel	elektrische Einspeise-Leistung
kWth	thermische Nutzleistung
MW	Megawatt (Leistung, 10 ⁶ Watt)
MWh	Megawatt-Stunden (eingespeiste oder genutzte Energiemenge)
nature made star [®]	schweizweit anerkanntes Premium Label für Ökostrom
NH ₃	Ammoniak
ODS	Oxide Dispersion Strengthened (nickelbasierter, hitze- und heissgaskorrosionsbeständiger Werkstoff)
Pa	Pascal (Druck in Newton pro Quadratmeter; 100'000 Pa = 1 bar)
PJ	Petajoule (Energienmenge von 10 ¹⁵ Joule oder Wattsekunden)
p-V	Druck-Volumen
Rp./kWh	Schweizer Rappen pro Kilowattstunde (Energiepreis oder -kosten)
SNCR	Selective Non Catalytic Reduction (ein sog. DENOX-Verfahren (Denitrifikations-Verfahren), um Stickoxide (NO _x) in Rauchgasen zu reduzieren)
TS, TM	Trockensubstanz (Anteil der trockenen Masse in Gewichtsprozent)
TWh	Terrawattstunden (Energienmenge von 10 ¹² Wattstunden)
UVP	Umwelt-Verträglichkeits-Prüfung
WKA	Wärme-Kraft-Anlage
WKK	Wärme-Kraft-Kopplung

Das **Ökozentrum Langenbruck** ist ein privates Forschungs-, Entwicklungs- und Bildungsinstitut.

Es wurde 1979 gegründet.

Seine Trägerin ist die gemeinnützige

Stiftung für angepasste Technologie und Sozialökologie SATS.

Das Ökozentrum Langenbruck bildet und forscht für eine nachhaltige Gesellschaft.

Erneuerbare Energie und Energieeffizienz sind unser Schwerpunkt.

Mit ganzheitlichem Denken entwickeln wir Innovationen und realisieren sie sichtbar und erfahrbar.

Wir legen besonderen Wert auf die Vernetzung pro-aktiver Partner

Werden Sie GönnerIn oder InteressentIn!

www.oekozentrum.ch

PC 46-5933-0



© 2007 Ökozentrum Langenbruck