

Fachhochschulstudiengang

„Infrastrukturwirtschaft“

Kapfenberg

Diplomarbeit

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

ausgeführt zum Zwecke der Erlangung des akademischen Grades

Diplom-Ingenieur (FH)

vorgelegt von

Neuhofer Wolfgang

Begutachter: Dr. Matthias Theißing

Kapfenberg, September 2004

Erweiterte Version

In Zusammenarbeit mit



Energie-Control GmbH

Rudolfsplatz 13a

A-1010 Wien

Eidesstattliche Erklärung

Hiermit erkläre ich ehrenwörtlich, die vorliegende Arbeit selbstständig angefertigt, andere als die angegebenen Quellen nicht benutzt und die den benutzten Quellen wörtlich oder inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht zu haben.

Kapfenberg, September 2004

Wolfgang Neuhofer

Danksagungen

Mein Dank gilt der Energie-Control GmbH, insbesondere den Mitarbeitern der Projektgruppe „Dezentrale Stromerzeugung“, welche diese Arbeit erst ermöglichten. Durch das gute Kooperationsklima sowie der kompetenten und fachlichen Anregungen und Hilfestellungen wurde die Erstellung dieser Diplomarbeit zu einer sehr angenehmen Aufgabe.

Seitens der FH JOANNEUM GmbH bedanke ich mich bei Dr. Michael Bobik und Dr. Matthias Theißing für ihre fachliche Unterstützung bei der vorliegenden Arbeit und während des gesamten Studiums.

Großer Dank gebührt auch meiner Familie, insbesondere meiner Mutter, die mich zu diesem Studium ermutigt und in jeder erdenklichen Weise unterstützt hat.

Kurzfassung

Der Strommarkt befindet sich derzeit in einem grundlegenden Wandel. Durch veränderte Marktbedingungen, bedingt durch die Strommarktliberalisierung und den vermehrten Einsatz neuer Erzeugungstechnologien, kommt es in den letzten Jahren zu einer Verlagerung weg von starren zentralistischen hin zu flexibleren dezentralen Stromerzeugungssystemen. Dass diese Veränderungen nicht nur Vorteile beinhalten, sondern auch gewisse Unsicherheiten, lässt sich aufgrund der Komplexität erahnen.

Daher ist es wichtig, die positiven und negativen Eigenschaften dezentraler Erzeugung zu erfassen, zu bewerten und daraus entsprechende Maßnahmen abzuleiten, die eine erfolgreiche Integration dezentraler Erzeugungssysteme in die österreichische Elektrizitätserzeugung und -verteilung ermöglichen.

Die vorliegende Diplomarbeit widmet sich dieser Aufgabenstellung von Seiten der Erzeugungstechnologien. Es wird in ihr die derzeitige Situation des österreichischen Strommarktes hinsichtlich seiner Rahmenbedingungen und Struktur veranschaulicht. Die darauf folgende Darstellung der in Österreich nutzbaren Primärenergieträger bildet die Grundlage für die Beantwortung der Frage, welche Erzeugungstechnologien wo eingesetzt werden können. Sie werden anhand des eingesetzten Primärenergieträgers in drei zu unterscheidende Gruppen klassifiziert; den fossil-befeuerten Kraft-Wärme-Kopplungs- (KWK-) Prozessen, den regenerativ-befeuerten Kraft-Wärme-Kopplungs- (KWK-) Prozessen und den erneuerbaren Energien.

Folgende Kapitel befassen sich danach intensiv mit der Erfassung und Beschreibung dieser dezentralen Erzeugungstechnologien. Dies geschieht mittels eines dafür entworfenen Kriterienkataloges, der in vier Untergruppen unterteilt ist und einen einheitlichen Aufbau für alle Erzeugungseinheiten aufweist. Neben allgemeinen und vor allem technischen Informationen werden auch ökologische und wirtschaftliche Aspekte betrachtet.

Durch die somit erhaltene Einheitlichkeit der gesammelten Daten wird es in weiterer Folge möglich, die verschiedenen Technologiearten zu vergleichen und gegenüberzustellen. Dies erfolgt in tabellarischer und graphischer Form anhand ausgewählter technischer, wirtschaftlicher und ökologischer Kenngrößen, die eine objektive Betrachtung durch den Leser ermöglichen.

Abstract

Due to the electricity market liberalisation and deregulation as well the tremendously growing of new technologies, especially renewable ones, the market entry conditions of the electricity market are changing for all participants. In the future, the current system, with its characteristic features of many centralised generation devices, will change into a more flexible one where distributed generation will be forced. It is obvious, that these changes do not only bring advantages, there are also certain threats which are a consequence of the raising complexity.

All the more it is important, to know the strength and weaknesses of distributed generation, evaluate them to have the possibility to take selective measures for a successful integration of distributed generation systems into the Austrian electricity production.

The assignment of this present diploma thesis is to analyse all the available distributed generation technologies. First of all it is necessary to describe the current situation on the Austrian electricity market regarding its general conditions and structure. With the following description what primary energy sources can be used in Austria, we are able to answer the question which technology can be used where. In a next step these technologies are classified in three different categories depending on the used primary energy source: the fossil-fueled CHP-processes, the renewable-fueled CHP-processes and the renewable energies.

Chapter 3 deals intensely with the finding, collection and description of the mentioned distributed generation technologies. Therefore a special criteria catalog was designed with a uniform layout for all generation units, structured in four sub-groups. Beside general and mainly technical information, ecological and economical ones were considered, too.

Due to the uniformity of the collected data it is possible to compare and oppose the various technologies among each other. This occurs in tabular and graphical form by means of well-chosen technical, economical and ecological parameters, with whom a objective consideration by the reader is allowed.

Inhaltsverzeichnis

EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG	III
DANKSAGUNGEN	IV
KURZFASSUNG	V
ABSTRACT	VI
ABBILDUNGSVERZEICHNIS	XII
TABELLENVERZEICHNIS	XVI
ABKÜRZUNGEN, FORMELZEICHEN UND EINHEITEN... ..	XVII
FORMELZEICHEN	XX
1 EINLEITUNG	1
1.1 AUSGANGSSITUATION	3
1.2 ZIEL DER DIPLOMARBEIT	3
1.3 VORGEHENSWEISE, METHODIK, ARBEITSABLAUF	3
2 PHASE I: FESTLEGEN DES UNTERSUCHUNGSRAHMENS	6
2.1 RÄUMLICHE DIMENSION	6
2.2 ZEITLICHE DIMENSION	6
2.3 INHALTLICHE DIMENSION	7
2.3.1 Nutzbare Primärenergieträger in Österreich	7
2.3.2 Rechtliche Rahmenbedingungen (EU und Österreich)	7
3 PHASE II: SYSTEMBESCHREIBUNG UND POTENTIALANALYSE	8
3.1 SYSTEMANALYSE (STRUKTURALES MODELL)	8
3.2 NUTZBARE PRIMÄRENERGIETRÄGER IN ÖSTERREICH	10
3.2.1 Potentialbegriffe	10

3.2.2	Potentiale und Nutzung	14
3.2.2.1	P/E - Matrix	16

4 PHASE III: DEZENTRALE ERZEUGUNGSTECHNOLOGIEN

.....**19**

4.1	KRITERIENKATALOG	19
4.1.1	Inhalt	19
4.1.1.1	Teil 1: Allgemeine Informationen/Kriterien	21
4.1.1.2	Teil 2: Technologie	23
4.1.1.3	Teil 3: Ökologische Dimension.....	34
4.1.1.4	Teil 4: Markt/Ökonomische Dimension.....	34
4.2	ERZEUGUNGSTECHNOLOGIEN	36
4.3	FOSSIL-BEFEUERTE KWK-PROZESSE	36
4.3.1	Ausführungsvarianten für ein BHKW	37
4.3.2	Dampfturbinen-Prozess.....	38
	Teil 1: Allgemeine Informationen/Kriterien.....	41
	Teil 2: Technologie	44
	Teil 3: Ökologische Dimension	49
	Teil 4: Markt/Ökonomische Dimension	50
4.3.3	Gasturbinen-Prozess.....	51
	Teil 1: Allgemeine Informationen/Kriterien.....	55
	Teil 2: Technologie	58
	Teil 3: Ökologische Dimension	64
	Teil 4: Markt/Ökonomische Dimension	65
4.3.4	Mikrogasturbine (rekuperativ).....	66
	Teil 1: Allgemeine Informationen/Kriterien.....	69
	Teil 2: Technologie	71
	Teil 3: Ökologische Dimension	74
	Teil 4: Markt/Ökonomische Dimension	74
4.3.5	GuD-Prozess	75
	Teil 1: Allgemeine Informationen/Kriterien.....	78
	Teil 2: Technologie	81

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

Teil 3: Ökologische Dimension	86
Teil 4: Markt/Ökonomische Dimension	87
4.3.6 Diesel- und Gasmotoren-Prozess	88
Teil 1: Allgemeine Informationen/Kriterien.....	90
Teil 2: Technologie	94
Teil 3: Ökologische Dimension	99
Teil 4: Markt/Ökonomische Dimension	100
4.3.7 Dampfkolbenmotor-Prozess.....	102
Teil 1: Allgemeine Informationen/Kriterien.....	105
Teil 2: Technologie	107
Teil 3: Ökologische Dimension	109
Teil 4: Markt/Ökonomische Dimension	109
4.3.8 ORC-Prozess (mit Biomasse)	111
Teil 1: Allgemeine Informationen/Kriterien.....	113
Teil 2: Technologie	115
Teil 3: Ökologische Dimension	117
Teil 4: Markt/Ökonomische Dimension	118
4.3.9 Brennstoffzelle.....	119
4.3.9.1 Niedrigtemperatur-Brennstoffzellen.....	130
Teil 1: Allgemeine Informationen/Kriterien.....	130
Teil 2: Technologie	133
Teil 3: Ökologische Dimension	137
Teil 4: Markt/Ökonomische Dimension	137
4.3.9.2 Hochtemperatur-Brennstoffzellen	138
Teil 1: Allgemeine Informationen/Kriterien.....	138
Teil 2: Technologie	141
Teil 3: Ökologische Dimension	145
Teil 4: Markt/Ökonomische Dimension	145
4.3.10 Stirlingmotor-Prozess	146
Teil 1: Allgemeine Informationen/Kriterien.....	150
Teil 2: Technologie	152
Teil 3: Ökologische Dimension	154

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

Teil 4: Markt/Ökonomische Dimension	155
4.3.11 Dampfschraubenmotor-Prozess	156
Teil 1: Allgemeine Informationen/Kriterien.....	158
Teil 2: Technologie	160
Teil 3: Ökologische Dimension	162
Teil 4: Markt/Ökonomische Dimension	162
4.3.12 Indirekter Gasturbinen-Prozess (Heißluftturbinenprozess)	164
Teil 1: Allgemeine Informationen/Kriterien.....	166
Teil 2: Technologie	167
Teil 3: Ökologische Dimension	170
Teil 4: Markt/Ökonomische Dimension	170
4.4 ERNEUERBARE ENERGIEN	171
4.4.1 Wasserkraft	173
Teil 1: Allgemeine Informationen/Kriterien.....	179
Teil 2: Technologie	182
Teil 3: Ökologische Dimension	186
Teil 4: Markt/Ökonomische Dimension	188
4.4.2 Photovoltaik	189
Teil 1: Allgemeine Informationen/Kriterien.....	197
Teil 2: Technologie	200
Teil 3: Ökologische Dimension	204
Teil 4: Markt/Ökonomische Dimension	206
4.4.3 Windenergie	207
Teil 1: Allgemeine Informationen/Kriterien.....	217
Teil 2: Technologie	218
Teil 3: Ökologische Dimension	221
Teil 4: Markt/Ökonomische Dimension	221
4.5 REGENERATIV-BEFEUERTE KWK-PROZESSE	223
4.5.1 Geothermie	225
4.5.2 Dampfturbinen-Prozess.....	228
4.5.3 Gasturbinen-Prozess.....	231
4.5.4 Gasmotoren-Prozess.....	234

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

4.5.5	Dampfkolbenmotor-Prozess	237
4.5.6	ORC-Prozess	241
4.5.7	Brennstoffzelle.....	243
4.5.8	Stirlingmotor-Prozess	244
4.5.9	Dampfschraubenmotor-Prozess	248
4.5.10	Indirekter Gasturbinen-Prozess (Heißluftturbinenprozess)	253
4.5.11	Direkter (inverser) Gasturbinen-Prozess	256
4.6	HYBRID- UND SPEICHER-SYSTEME	259
5	PHASE IV: GEGENÜBERSTELLUNG UND BEWERTUNG VON DEZENTRALEN ERZEUGUNGSEINHEITEN	262
5.1	TECHNISCHE, WIRTSCHAFTLICHE UND ÖKOLOGISCH GEGENÜBERSTELLUNG	262
5.1.1	Technologische Kenngrößen	262
5.1.2	Wirtschaftliche und ökologische Kenngrößen	267
5.1.3	Graphische Gegenüberstellung	268
6	ZUSAMMENFASSUNG	281
7	LITERATURVERZEICHNIS.....	282

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1: Untersuchungsrahmen.....	6
Abbildung 3-1: Strukturales Modell des elektrotechnischen Systems	8
Abbildung 3-2: Grobe Potentialstruktur [8]	11
Abbildung 3-3: Untergliederte Potentialstruktur [7]	13
Abbildung 4-1: Fossil befeuerte KWK-Prozesse [29]	36
Abbildung 4-2: Ausführungsvarianten für ein BHKW [29]	37
Abbildung 4-3: Prinzip der KWK mit Dampfturbinenprozess (Gegendruck) [29]	38
Abbildung 4-4: Dampfprozess mit Gegendruckturbine [29].....	39
Abbildung 4-5: Dampfprozess mit Entnahme-Kondensationsturbine [29].....	40
Abbildung 4-6: Grundprinzip der KWK mit Gasturbinenprozess [29].....	51
Abbildung 4-7: Gasturbinenprozess mit Wärmerückgewinnung [29].....	52
Abbildung 4-8: Cheng-Cycle [29]	53
Abbildung 4-9: Die erste Humid Air Turbine der Welt; 600 kW, 3,5 kg/s Luftstrom, Druckverhältnis 8 [35]	54
Abbildung 4-10: Schema einer Mikrogasturbine [29]	66
Abbildung 4-11: Temperaturniveau der bereitgestellten Wärme [29]	67
Abbildung 4-12: Schaltbild einer Mikrogasturbine [40].....	67
Abbildung 4-13: GuD-Prozess [29]	75
Abbildung 4-14: GuD-Prozess mit Gegendruckturbine [29].....	76
Abbildung 4-15: GuD-Prozess mit Entnahme-Kondensationsturbine [29]	77
Abbildung 4-16: Grundprinzip eines BHKWs [29]	88
Abbildung 4-17: Diesel- und Gasmotoren BHKW [29]	89
Abbildung 4-18: Schema einer KWK-Anlage mit Dampfkolbenmotor [29]	102
Abbildung 4-19: Prinzipschaubild eines Dampfkolbenmotors [29]	103
Abbildung 4-20: ORC-Prozess [29]	112
Abbildung 4-21: Umwandlungsstufen bei der Strom- und Wärmeerzeugung mit einer Wärme-Kraft-Maschine und einer Brennstoffzelle [52]	119
Abbildung 4-22: Funktionsprinzipien von Wasser-Elektrolyse und Brennstoffzelle [52]....	120
Abbildung 4-23: Aufbau eines Brennstoffzellenstapels [52].....	121
Abbildung 4-24: Block-Diagramm einer Brennstoffzellenanlage [52]	121
Abbildung 4-25: Chemische Unterschiede der Brennstoffzellentypen [53]	123

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

Abbildung 4-26: SOFC – planare Technologie und Röhrentechnologie [52].....	128
Abbildung 4-27: Aufbau einer KWK-Anlage mit Stirlingmotor [29]	146
Abbildung 4-28: Funktionsweise des Stirlingmotors: Isochore Wärmezufuhr [29]	147
Abbildung 4-29: Funktionsweise des Stirlingmotors: Isotherme Expansion [29].....	148
Abbildung 4-30: Funktionsweise des Stirlingmotors: Isochorer Kühltakt [29]	149
Abbildung 4-31: Schema einer KWK-Anlage mit Dampfschraubenmotor [29]	156
Abbildung 4-32: KWK-Anlage mit Heißluftturbinenprozess [29]	164
Abbildung 4-33: Quellen erneuerbarer Energie und ihre Nutzung [62].....	172
Abbildung 4-34: Schematischer Aufbau einer Wasserkraftanlage [9].....	174
Abbildung 4-35: Einteilung der Wasserkraftwerke [61]	174
Abbildung 4-36: Laufwasserkraftwerk [19]	175
Abbildung 4-37: Speicherkraftwerk [19].....	175
Abbildung 4-38: Pumpspeicherkraftwerk [19].....	176
Abbildung 4-39: Schematische Darstellung von Wasserturbinenarten a) Tangentialturbine (Peltonturbine) b) Radialturbine (Francisturbine) c) Axialturbine (Kaplanturbine) [19]	177
Abbildung 4-40: Einsatzbereiche verschiedener Wasserturbinentypen [33]	178
Abbildung 4-41: Schematische Darstellung eines p – n Übergangs [9]	190
Abbildung 4-42: Gesamtsystemaufbau netzgekoppelter Photovoltaikanlagen [68]	191
Abbildung 4-43: Aufbau einer Solarzelle [33]	191
Abbildung 4-44: Verschaltung von Solarzellen (links) und Aufbau von Solarmodulen (rechts) [69]	192
Abbildung 4-45: Systemaufbau einer photovoltaischen Anlage zur Inselversorgung (DC Gleichstrom, AC Wechselstrom) [9]	194
Abbildung 4-46: Konzepte für netzgekoppelte Photovoltaikanlagen [9].....	195
Abbildung 4-47: Leistungskennlinien verschiedener Rotorbauarten [69]	208
Abbildung 4-48: Aufbau einer Windenergieanlage [72]	209
Abbildung 4-49: Prinzipieller Aufbau einer Windkraftanlage - ohne Getriebe (A) und mit Getriebe (B) [69]	209
Abbildung 4-50: Typische Leistungskennlinie einer WEA am Beispiel des Typs AN BONUS 2 MW/76 [75]	211
Abbildung 4-51: Windkraftanlage mit polumschaltbaren Generator (Synchron- oder Asynchrongenerator) [70]	213
Abbildung 4-52: Windkraftanlage mit Gleichstromzwischenkreis (Synchron- oder Asynchrongenerator) [70]	213

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

Abbildung 4-53: Energetische Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse [16]	224
Abbildung 4-54: ORC-Anlage mit Sekundärfluid [72]	227
Abbildung 4-55: Schematische Darstellung eines einstufigen Dampfturbinenprozesses [16]	228
Abbildung 4-56: Thermodynamische Darstellung des Dampfturbinenprozesses im T-s- Diagramm [16]	229
Abbildung 4-57: Schematische Darstellung einer intern zirkulierenden Wirbelschichtvergasung mit nachgeschaltetem Gasmotor bzw. Gasturbine [16]	231
Abbildung 4-58: Thermodynamische Darstellung des Gasturbinenprozesses im p-v- Diagramm und im T-s-Diagramm [16]	232
Abbildung 4-59: Schematische Darstellung einer Festbettvergasung (Doppelfeuervergaser) mit nachgeschaltetem Gasmotor [16]	234
Abbildung 4-60: Thermodynamische Darstellung des Gasmotor-Prozesses im p-V-Diagramm und im T-s-Diagramm [16].....	235
Abbildung 4-61: Schematische Darstellung einer Biomasse-KWK mit Dampfkolbenmotor [16]	237
Abbildung 4-62: Thermodynamische Darstellung des Dampfkolbenmotorprozesses im T-s- Diagramm [16]	238
Abbildung 4-63: Darstellung des Dampfkolbenmotorprozesses im p-V-Diagramm [16] ...	239
Abbildung 4-64: Querschnitt durch einen Dampfkolbenmotor mit den beiden Zylindern [16]	239
Abbildung 4-65: Schematische Darstellung einer Biomasse-KWK mit ORC-Prozess [16]..	241
Abbildung 4-66: Thermodynamische Darstellung des ORC-Prozesses [16]	242
Abbildung 4-67: Schematische Darstellung des Stirlingmotorprozesses [16]	244
Abbildung 4-68: Thermodynamische Darstellung des idealen Stirlingmotorprozesses [16]	245
Abbildung 4-69: Arbeitstakte eines Stirlingmotors [16].....	245
Abbildung 4-70: Schematische Darstellung einer Biomasse-KWK mit Dampfschraubenmotor [16]	248
Abbildung 4-71: Thermodynamische Darstellung des Dampfschraubenmotorprozesses im T- s-Diagramm [16]	249
Abbildung 4-72: Entspannungsvorgang im Dampfschraubenmotor 1 radiale Steuerkanten, 2 axiale Steuerkanten, 3 Motoreinströmrichtung, 4 Motordrehrichtung [16]250	
Abbildung 4-73: Schematische Darstellung einer Biomasse-KWK mit Heißluftturbinenprozess [16]	253
Abbildung 4-74: Thermodynamische Darstellung des Heißluftturbinenprozesses [16]	254

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

Abbildung 4-75: Schematische Darstellung einer Biomasse-KWK mit inversem Gasturbinenprozess [16]	256
Abbildung 4-76: Thermodynamische Darstellung des inversen Gasturbinenprozesses - die obere Isobare stellt Umgebungsdruck dar, die untere befindet sich im Unterdruckbereich. [16].....	257
Abbildung 4-77: Grundprinzip eines SOFC - und MCFC – Gasturbine Hybrid-Systems [77]	259
Abbildung 4-78: Dish-Stirling-Prinzip [78].....	259
Abbildung 5-1: Prognostizierbarkeit	269
Abbildung 5-2: Technologieentwicklungsstand	270
Abbildung 5-3: Elektrische Nennleistung	271
Abbildung 5-4: Maximale Jahresvolllaststunden	272
Abbildung 5-5: Elektrischer (Anlagen-)Wirkungsgrad	273
Abbildung 5-6: Gesamtwirkungsgrad/Brennstoffausnutzungsgrad.....	274
Abbildung 5-7: Stromkennzahl	275
Abbildung 5-8: (Zeit-)Verfügbarkeit	276
Abbildung 5-9: Investitionskosten	278
Abbildung 5-10: Stromgestehungskosten.....	279
Abbildung 5-11: Betriebs- und Wartungskosten	280

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1: Reserven fossiler Primärenergieträger [10], [11], [12].....	14
Tabelle 3-2: Potentiale erneuerbare Primärenergieträger [8], [13], [14], [15].....	16
Tabelle 3-3-1: Primärenergieträger/Erzeugungstechnologie – Matrix (Teil 1).....	16
Tabelle 3-3-2: Primärenergieträger/Erzeugungstechnologie – Matrix (Teil 2).....	18
Tabelle 4-1: Kriterienkatalog -Teil 1 Allgemeine Informationen / Kriterien	23
Tabelle 4-2: Kriterienkatalog -Teil 2-1 technische Auslegung / Konzeption.....	28
Tabelle 4-3: Kriterienkatalog -Teil 2-2 Betriebliche (Leistungs-)Daten	30
Tabelle 4-4: Kriterienkatalog -Teil 2-3 Einspeisecharakteristik	33
Tabelle 4-5: Kriterienkatalog -Teil 3 Ökologische Dimension	34
Tabelle 4-6: Kriterienkatalog -Teil 4 Markt / Ökonomische Dimension	35
Tabelle 4-7: Niedertemperatur-Brennstoffzellen-Typen	124
Tabelle 4-8: Hochtemperatur-Brennstoffzellen-Typen	124
Tabelle 4-9 Kapazität und Dauer verschiedener Speichersysteme [79]	260
Tabelle 5-1: Gegenüberstellung technischer Kenngrößen (Teil 1).....	264
Tabelle 5-2: Gegenüberstellung technischer Kenngrößen (Teil 2).....	266
Tabelle 5-3:Gegenüberstellung wirtschaftlicher und ökologischer Kenngrößen	267
Tabelle 5-4: Notstrom-/Schwarzstart-/Inselbetriebsfähigkeit	277

Abkürzungen, Formelzeichen und Einheiten

AC	Alternating Current
BHKW	Blockheizkraftwerk
BOP	Balance of Plant (Anlagenperipherie)
BZ	Brennstoffzelle
bzw.	beziehungsweise
B-BZ	Biomasse-Brennstoffzelle
B-DKM	Biomasse-Dampfkolbenmotor
B-DM	Biomasse-Dieselmotor
B-DSM	Biomasse-Dampfschraubenmotor
B-DT	Biomasse-Dampfturbine
B-GM	Biomasse-Gasmotor
B-GT	Biomasse-Gasturbine
B-HLT	Biomasse-Heißluftturbine
B-ORC	Biomasse-Organic Rankine Cycle
B-STM	Biomasse-Stirlingmotor
CO ₂	Kohlendioxid
DC	Direct Current
d.h.	das heißt
DKM	Dampfkolbenmotor
DM	Dieselmotor
DSM	Dampfschraubenmotor
DT	Dampfturbine
DT mit EKT	Dampfturbine mit Entnahmekondensationsturbine
DT mit GDT	Dampfturbine mit Gegendruckturbine
EFH	Einfamilienhäuser
EIU	Elektrizitätsunternehmen
EIWOG	Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz
EU	Europäische Union
F&E	Forschung und Entwicklung
FS	Frischsubstanz

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

GM	Gasmotor
GT als Cheng-Cycle (STIG)	Gasturbine als Cheng-Cycle (Steam Injected Gas Turbine)
GT als HAT	Gasturbine als Humid Air Turbine
GTH	Geothermie
GuD	Gas- und Dampf(kraftwerk)
GuD mit GDT	Gas- und Dampfkraftwerk mit Gegendruckturbine
GuD mit EKT	Gas- und Dampfkraftwerk mit Entnahmekondensationsturbine
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HLT	Heißluftturbine (Indirekter Gasturbinenprozess)
IEC	International Electrotechnical Commission
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor
IGV	Inlet Guide Vane
KMU	Klein- und mittelgroße Unternehmen
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKW	Kleinwasserkraftwerk
LHV	Lower Heat Value
lt.	laut
max.	maximal
MFH	Mehrfamilienhäuser
MGT	Mikrogasturbine
MS	Mittelspannung
NS	Niederspannung
ORC	Organic Rankine Cycle
p	Frischdampfdruck
PV	Photovoltaik
s	Entropie
STM	Stirlingmotor
T	Temperatur
TIT	Turbine Inlet Temperature
TOR	Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen
UR	Untersuchungsrahmen
v	spezifisches Volumen

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

VEÖ	Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs
vgl.	vergleiche
VNB	Verteilernetzbetreiber
WEA	Windenergieanlage
WKA	Wasserkraftanlage
z.B.	zum Beispiel
z. Zt.	zur Zeit

CO_2 – Ausstoß Kohlendioxid $\left[\frac{t}{a} \right]$ od. $\left[\frac{mg}{Nm^3} \right]$ od. $\left[\frac{kg}{MWh_{el}} \right]$

CH_4 – Ausstoß Methan $\left[\frac{t}{a} \right]$ od. $\left[\frac{mg}{Nm^3} \right]$ od. $\left[\frac{kg}{MWh_{el}} \right]$

SO_2 – Ausstoß Schwefeldioxid $\left[\frac{t}{a} \right]$ od. $\left[\frac{mg}{Nm^3} \right]$ od. $\left[\frac{kg}{MWh_{el}} \right]$

NO_x – Ausstoß Stickoxide $\left[\frac{t}{a} \right]$ od. $\left[\frac{mg}{Nm^3} \right]$ od. $\left[\frac{kg}{MWh_{el}} \right]$

PM_{10} – Ausstoß Particulate Matter $\left[\frac{t}{a} \right]$ od. $\left[\frac{mg}{Nm^3} \right]$ od. $\left[\frac{kg}{MWh_{el}} \right]$

TSP – Ausstoß Total Suspended Particulates $\left[\frac{t}{a} \right]$ od. $\left[\frac{mg}{Nm^3} \right]$ od. $\left[\frac{kg}{MWh_{el}} \right]$

Formelzeichen

P_{el}, P_N	elekt. (Wirk-)Leistung, elekt. Nennleistung, Engpassleistung $[kW_{el}]$
$P_{el, netto}$	elektrische Netto-Leistung $[kW_{el}]$
$P_{el, brutto}$	elektrische Brutto-Leistung $[kW_{el}]$
$P_{Eigenbedarf}$	elektrische Eigenbedarfsleistung $[kW_{el}]$
S	spezifische Leistungsdichte eines Energieträgers $\left[\frac{W}{m^2}\right]$ od. $\left[\frac{mW}{cm^2}\right]$
P	Leistung $[W]$ od. $[mW]$
A	Fläche $[m^2]$ od. $[cm^2]$
T_{aN}	Ausnutzungsdauer $\left[\frac{h}{a}\right]$
W	Arbeit $[kWh]$
η_{el}	elektrischer (Gesamt-)Wirkungsgrad oder Brennstoffausnutzungsgrad [%]
\dot{Q}_{FWL}	mit einem Brennstoff zugeführte Feuerungswärmeleistung $[kW]$
\dot{m}_B	zugeführter Brennstoffmassenstrom $\left[\frac{kg}{s}\right]$
H_u	unterer Heizwert des zugeführten Brennstoffes $\left[\frac{kJ}{kg}\right]$
\dot{Q}_N	erzeugte Nutzwärmeleistung $[kW_{th}]$
T_{ben}	Benutzungsdauer $[h]$
Q	erzeugte Wärme $[kWh]$
P_{max}	gefährte Höchstleistung (Wirkleistung), höchste Betriebsleistung $[kW_{el}]$
\dot{Q}_{max}	höchste Betriebswärmeleistung $[kW_{th}]$
T	Zeitspanne $[h]$
η_A	Arbeitsausnutzungsgrad [%]

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

$\eta_{N,el}$	elektrischer Jahresnutzungsgrad [%]
$\eta_{N,ges}$	gesamter Jahresnutzungsgrad [%]
a_t	Zeitverfügbarkeit bezogen auf ein Jahr [%]
h_B	Betriebs- und Bereitschaftsstunden [h]
h_{th}	theoretische Jahrestundenzahl = 8760 [h]
h_p	geplanter Stillstand [h]
HR	Heat Rate, spezifischer Wärmeverbrauch $\left[\frac{kJ}{kWh_{el}} \right]$
σ	Stromkennzahl [-]
η_{th}	thermischer Wirkungsgrad [%]
$\cos \varphi$	Verschiebungsfaktor [-]
λ	Leistungsfaktor [-]
I	Stromstärke [A]
U	Spannung [V]
p	hydrostatische Druck [bar] od. $\left[\frac{N}{m^2} \right]$
ρ_{Wa}	Dichte von Wasser $\left[\frac{kg}{m^3} \right]$
g	Erdbeschleunigung $\left[\frac{m}{s^2} \right]$
h	Fallhöhe [m]
v_{Wa}	Fließgeschwindigkeit des Wassers $\left[\frac{m}{s} \right]$
h_{nutz}	nutzbare Fallhöhe [m]
\dot{q}_{Wa}	Abfluss $\left[\frac{m^3}{s} \right]$
P_{Wa}	Leistung aus Wasserkraft [kW]

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

ρ	Luftdichte $\left[\frac{kg}{m^3} \right]$
A	Fläche $[m^2]$
v	Windgeschwindigkeit $\left[\frac{m}{s} \right]$
P_{Wind}	Leistung aus Windkraft $[kW]$
c_p	Leistungsbeiwert $[-]$
$c_{p,Betz}$	Betz 'scher Leistungsbeiwert $[-]$
λ	Schnellaufzahl $[-]$
v_u	Umfangsgeschwindigkeit der Rotorblattspitze $\left[\frac{m}{s} \right]$

1 Einleitung

An der Schwelle zum 3. Jahrtausend hat Energie als treibende Kraft für die Entwicklung der Menschheit eine zentrale Bedeutung erreicht. Durch das Aufkommen immer neuer Medien (High-Tech- und IT-Geräte,...), ist die Abhängigkeit des Menschen vom scheinbar unerschöpflichen „Rohstoff“ Energie und insbesondere von der Bereitstellung von Elektrizität größer denn je. Auch die Ansprüche an die Verfügbarkeit und Versorgungssicherheit von Strom bzw. Energie steigen dadurch weiter an.

Durch den stetig wachsenden globalen Energieverbrauch und vor allem durch den weltweit steigenden Stromverbrauch, beschleunigt durch den wirtschaftlichen Aufschwung von Schwellenländern, wie China und Indien oder den neuen Mitgliedsstaaten der EU, stößt die Fortsetzung des bisherigen Kapazitätsaufbaus mit dem bestehenden Brennstoffmix auf Basis fossiler Energieträger an ihre Grenzen.

Die steigende Abhängigkeit von z.B. (Erdöl)Importen in Europa gefährdet in zunehmendem Maße die Nachhaltigkeit der Energiesysteme und erfordert innovative Ansätze. Nicht die Begrenztheit der fossilen Energieträger wird die energiewirtschaftliche Entwicklung in den nächsten Jahrzehnten prägen, sondern vielmehr die wirtschaftlich darstellbaren Förderkapazitäten und die politischen Randbedingungen in den Fördergebieten. Schon heute bestimmen politische Krisen in Nah-Ost und Südamerika maßgeblich die Weltmarktpreise für Rohöl und damit mittelbar auch die Preise für Erdgas und Kohle.

Die Erwärmung der Erdatmosphäre durch den vermehrten Ausstoß von Treibhausgasen führt in Gesellschaft und Politik vermehrt zu einem Umdenken. So haben künftige Stromerzeugungsstrukturen, neben den bisherigen Kriterien großer, zentraler Kraftwerkssysteme wie

- Effizienz,
- Verfügbarkeit und Versorgungssicherheit,

zunehmend auch die

- Umweltverträglichkeit

eines Systems zu berücksichtigen.

Mit der Umsetzung der Strombinnenmarkttrichtlinien der EU und der damit einhergehenden Liberalisierung alter monopolistischer Systeme wird erstmals der Markteinstieg für unabhängige Erzeuger möglich. Auch wird in ihnen der Aufbau dezentraler Erzeugung sowie der Einsatz erneuerbarer Energien und der Kraft-Wärme-Kopplung als wichtiger Betrag zur stabilen Elektrizitätsversorgung gesehen. [1]

Durch die neue Wettbewerbssituation und den dadurch entstehenden Kosten- und Preisdruck wird der Spielraum für kostenintensive Wartungsarbeiten und Neuinvestitionen in zentralen Kraftwerkssystemen mit Abschreibungszeiten von mehreren Jahrzehnten aufgrund der neuen Wettbewerbssituation deutlich kleiner. Dazu kommt noch die sinkende Akzeptanz der Bevölkerung für den Bau von Großanlagen sowie schwierigere Genehmigungsverfahren und längere Genehmigungszeiten.

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

All das kann den Neubau von Großanlagen einschränken und kann nur durch den Betrieb einer größeren Anzahl von Anlagen mit erhöhter Anlagenflexibilität kompensiert werden, was wiederum zu einer verstärkten Nutzung von z.B. dezentralen Systemen führt.

In den nächsten Jahrzehnten werden also zwei zusätzliche Kriterien entscheidend zur wirtschaftlichen Situation und damit zur Zukunftsfähigkeit eines Energiesystems beitragen:

- die Flexibilität des Systems

und

- die Nachhaltigkeit des eingesetzten Primärenergieträgers.

Beide Kriterien werden zu einer verstärkten Nachfrage nach dezentralen Energiesystemen für die Stromerzeugung führen. [2]

Der zukünftig vermehrte Einsatz dezentraler Erzeugungstechnologien in Österreich kann begründet werden durch:

- Die RICHTLINIE 2001/77/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES ZUR FÖRDERUNG DER STROMERZEUGUNG AUS ERNEUERBAREN ENERGIEQUELLEN IM ELEKTRIZITÄTSBINNENMARKT und dem darin angeführten nationalen Richtziel von 78,1% Strom aus erneuerbaren Energieträgern am Bruttostromverbrauch in Österreich bis zum Jahr 2010.
- Die im Kyoto-Protokoll vereinbarte Treibhausgasreduktion von 13% für Österreich bis zum Zeitraum 2008 – 2012 gegenüber den Basiswerten des Jahres 1990.
- Die Deregulierung und Liberalisierung des Strommarktes im Sinne einer freien Marktwirtschaft (Angebot und Nachfrage).

Sie leisten einen wichtigen Beitrag zur nachhaltigen Entwicklung eines neuen Energiesystems:

- Als effiziente bzw. auf erneuerbaren Ressourcen basierende Energietechniken können dezentrale Technologien zur Ressourcenschonung und zur Minderung der CO₂-Emissionen beitragen.
- Neben Energieeffizienzsteigerungen sind die verstärkte Nutzung regenerativer Energien sowie die Ausschöpfung der Potentiale der Kraft-Wärme-(Kälte)-Kopplung die zentralen Pfeiler.
- Die Nutzung der heimischen Potentiale (Biomasse, (Klein-)Wasserkraft, Wind, Sonnenenergie,...) durch den Einsatz der dezentralen Energietechniken senkt die Abhängigkeit von importierten, fossilen Energieträgern, daher erhöht sich die Versorgungssicherheit.
- Dezentrale Erzeugungstechnologien bieten wegen des geringen Investitionsbedarfs (kleine und mittlere Anlagengröße) und kürzerer Kapitalbindungen Chancen für neue Akteure am Markt.
- Die Technologien sind in ihrer Herstellung, Anwendung und Entsorgung in der Regel risikoarm.

- Die Kombination verschiedener Technologien mit unterschiedlichen Charakteristiken bietet außerdem Synergien für die Optimierung des Gesamtsystems, z.B. mit Blick auf unterschiedliche Erzeugungsprofile oder Verfügbarkeiten.

1.1 Ausgangssituation

Ausgangssituation dieser Diplomarbeit ist die Erstellung einer Studie durch die Energie-Control GmbH, welche als Ziel die Darstellung und Bewertung dezentraler Erzeugung hat.

Die Diplomarbeit bildet einen Teil dieser Studie, welche in mehrere Hauptsektionen gegliedert ist, und widmet ihre Aufmerksamkeit vor allem der Technologie, Wirtschaftlichkeit und den Perspektiven dezentraler Erzeugungseinheiten.

1.2 Ziel der Diplomarbeit

Ziel dieser Diplomarbeit ist die Darstellung der Charakteristika sowie die Beschreibung der Vor- und Nachteile von typischen dezentralen Erzeugungstechnologien, welche am Markt verfügbar sind bzw. kurz vor der Marktreife stehen. Anhand eines einheitlichen Kriterienkataloges wird die Grundlage für eine objektive Bewertung geschaffen.

Der Focus liegt neben den mit erneuerbaren Energieträgern betriebenen Erzeugungstechnologien auf jenen, welche gemäß der in der Studie der Energie-Control GmbH verwendeten Definition als dezentrale Erzeugungsanlagen gelten.

Definition:

Die dezentrale Erzeugung umfasst jene Erzeugungsanlagen, die an öffentliche Verteilernetze mit mittlerer oder niedriger Spannung (Bezugspunkt Übergabestelle) angeschlossen sind und somit Verbrauchernähe aufweisen, sowie alle Erzeugungsanlagen, die der Eigenversorgung dienen. [3]

Der Kriterienkatalog soll die Möglichkeiten und Perspektiven von dezentralen Erzeugungseinheiten darstellen, weiters aber auch technologische, wirtschaftliche und ökologische Aspekte beinhalten. Auch die Auswirkungen auf das Stromnetz (Einspeisecharakteristik) und auf die Energieversorgung in Österreich sollen beschrieben werden.

Die Bewertung wird so durchgeführt, dass nur die grundlegenden Eigenschaften der Erzeugungstechnologien gegenübergestellt werden, da nur diese objektiv betrachtet werden können und eine eindeutige Aussage abliefern. Eine genauere Bewertung der Vor- und Nachteile der einzelnen Erzeugungseinheiten zueinander (z.B. mittels Nutzwertanalyse) bleibt dem Leser selbst überlassen.

1.3 Vorgehensweise, Methodik, Arbeitsablauf

Die Diplomarbeit ist in sieben Kapitel unterteilt, wobei die Kapitel 2, 3, 4 und 5 den eigentlichen Hauptteil bilden. Ihre Struktur ist der einer Technologiefolgenabschätzung sehr ähnlich und beinhaltet vier Phasen:

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

Phase I: Festlegung des Untersuchungsrahmens (Definition und Strukturierung der Aufgabe)

Dieses Kapitel beschäftigt sich mit folgenden Fragen:

Was soll untersucht werden?

Für welchen **Zeitraum**?

Für welchen Untersuchungsraum?

Die Beantwortung dieser Fragen ist daher besonders wichtig, da bereits in diesem Teil der Arbeit maßgeblich das Ergebnis mitbestimmt wird.

Phase II: Systembeschreibung und Potentialanalyse

Das dazu gewählte strukturelle Modell besteht aus Systemelementen, Wirkungsverknüpfungen und Eingangsgrößen. Es werden auf vereinfachte Weise das Zusammenwirken der Systemkomponenten, die wichtigsten Stoffflüsse sowie die Grenzen zur Umwelt bzw. die Wechselwirkungen mit der Umwelt dargestellt und beschrieben.

Die Potentialanalyse schafft einen Überblick, welche Primärenergieträger in Österreich vorkommen und nutzbar sind. Dies ist entscheidend für die Frage, welche Erzeugungstechnologien in Österreich zum Einsatz kommen können. Eine Unterteilung erfolgt in fossile und erneuerbare Primärenergieträger, da diese einerseits eine immer wichtigere energiepolitische Stellung einnehmen und andererseits für den Einsatz in dezentralen Energiesystemen überwiegend erneuerbare Primärenergieträger zum Einsatz kommen. Daten konnten aus einschlägiger Fachliteratur bezogen werden, oft unterschiedlich verwendete Potentialbegriffe mussten einander angeglichen werden.

Phase III: Dezentrale Erzeugungstechnologien

Dieser Teil ist der umfangreichste und befasst sich mit der Beschreibung der dezentralen Erzeugungstechnologien. Ein speziell dafür entworfener Kriterienkatalog, der sowohl technische und wirtschaftliche als auch ökologische Aspekte beinhaltet, ist das Fundament einer umfassenden Technologiebeschreibung. Seine für alle Erzeugungstechnologien einheitliche Gestaltung lässt in weiterer Folge (Phase IV) die Vergleichbarkeit und damit eine aussagekräftige Bewertung zu.

Die benötigten Informationen zu den einzelnen Erzeugungstechnologien wurden einerseits aus zur Verfügung gestellten Fachberichten und Büchern entnommen, andererseits durch sehr umfangreiche Internetrecherchen zusammengestellt. Im Zuge der Literaturrecherchen wurden bereits erste Daten in einem Prototypen des Kriterienkataloges gesammelt und mit der entsprechenden Quellenangabe gekennzeichnet. Dies erwies sich als sehr hilfreich, da es aufgrund der relativ hohen Anzahl an verschiedenen Technologien zu einer wahren Datenflut kam, in der man rasch den Überblick verliert.

Phase IV: Gegenüberstellung und Bewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

Ausgangspunkt ist die in Kapitel 3 gesammelte Datenbasis in den Kriterienkatalogen. Aus ihr wurden vor allem technische, aber auch wirtschaftliche und ökologische Kenngrößen ausgewählt und mittels Tabellen und Graphiken in eine gegenüberstellende und leicht vergleichbare Form gebracht. Bei der Auswahl der Kenngrößen war darauf zu achten, dass

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

nur solche verwendet wurden, die einerseits von möglichst allen Technologien spezifiziert werden konnten und andererseits einen rein objektiven Charakter aufweisen. Nur so kann garantiert werden, dass eine Vergleichbarkeit auf hohem Niveau zwischen den einzelnen Erzeugungstechnologien möglich ist.

2 Phase I: Festlegen des Untersuchungsrahmens

Die Festlegung des Untersuchungsrahmens (UR) bildet den Grundstein für die erfolgreiche Durchführung einer Bewertung. Durch seine Gestaltung wird das Ergebnis der Untersuchung bereits maßgeblich beeinflusst.

Bei der Festlegung des UR denkt man in erster Linie an die räumliche und zeitliche Abgrenzung. Ebenso wichtig ist jedoch die Berücksichtigung der inhaltlichen Ebene. Dies ist auch der einzige Bereich, in dem z.B. Vorgaben vom Gesetzgeber Einfluss auf das Ergebnis nehmen.

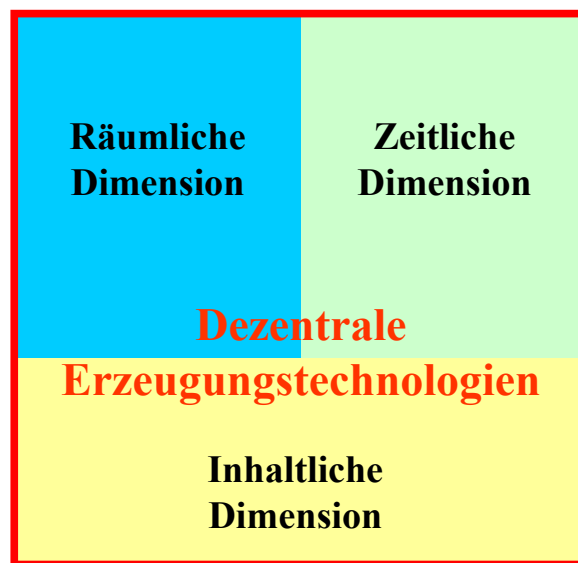


Abbildung 2-1: Untersuchungsrahmen

D.h. jede Erzeugungstechnologie, die die Kriterien der 3 Dimensionen erfüllt, ist demnach eine dezentrale Erzeugungstechnologie, die im Rahmen dieser Arbeit betrachtet wird

2.1 Räumliche Dimension

Die räumliche Dimension bildet die sichtbare Grenze des Untersuchungsrahmens. Als Systemgrenze wird Österreich festgelegt, d.h. es werden nur jene dezentralen Erzeugungstechnologien untersucht, die aufgrund der geografischen Lage Österreichs und dem damit verbundenen Primärenergieangebot zum Einsatz kommen können.

2.2 Zeitliche Dimension

Alle dezentralen Erzeugungstechnologien, welche gegenwärtig kommerziell verfügbar (Stand der Technik) sind bzw. kurz vor der Marktreife stehen.

2.3 Inhaltliche Dimension

In der dritten Dimension werden die inhaltlichen Grenzen festgelegt. Dies geschieht in erster Linie durch eine sorgfältige Definition des Begriffes „Dezentrale Erzeugung“.

Definition:

Die dezentrale Erzeugung umfasst jene Erzeugungsanlagen, die an öffentliche Verteilernetze mit mittlerer oder niedriger Spannung (Bezugspunkt Übergabestelle) angeschlossen sind und somit Verbrauchernähe aufweisen, sowie alle Erzeugungsanlagen, die der Eigenversorgung dienen. [3]

2.3.1 Nutzbare Primärenergieträger in Österreich

Als weiteres begrenzendes Kriterium der Inhaltlichen Dimension ist das nutzbare Angebot der Primärenergieträger in Österreich zu sehen. Dieser Punkt wird in Kapitel 3 noch ausführlicher erörtert.

2.3.2 Rechtliche Rahmenbedingungen (EU und Österreich)

Als letzter Punkt sind noch die Vorgaben der Gesetzgeber oder die rechtlichen Rahmenbedingungen anzuführen.

Durch EU-Richtlinien, wie der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie [1], der Richtlinie zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen [4], dem Kyoto-Ziel oder der Emissionshandelsrichtlinie [5] sowie deren Umsetzung in nationales Recht (EiWOG, Ökostromgesetz,...) und der damit einhergehenden Strommarktliberalisierung wurde der derzeitige starke Anstieg der dezentralen Stromerzeugung erst möglich.

3 Phase II: Systembeschreibung und Potentialanalyse

3.1 Systemanalyse (struktureles Modell)

Die Systemanalyse versucht eine Identifikation von abgrenzbaren Teilsystemen, der Systemelemente und der Wirkungsbeziehungen zwischen den einzelnen Systemelementen, um eine **modellhafte Beschreibung des Systems** zu ermöglichen. **Gegenstand der Systemanalyse** ist immer die Untersuchung des **Systemverhaltens**. Erst aus der Kenntnis des Systemverhaltens wird die Prognose eines (zukünftigen) Systemzustandes bei geänderten äußeren Einwirkungen möglich. [6]

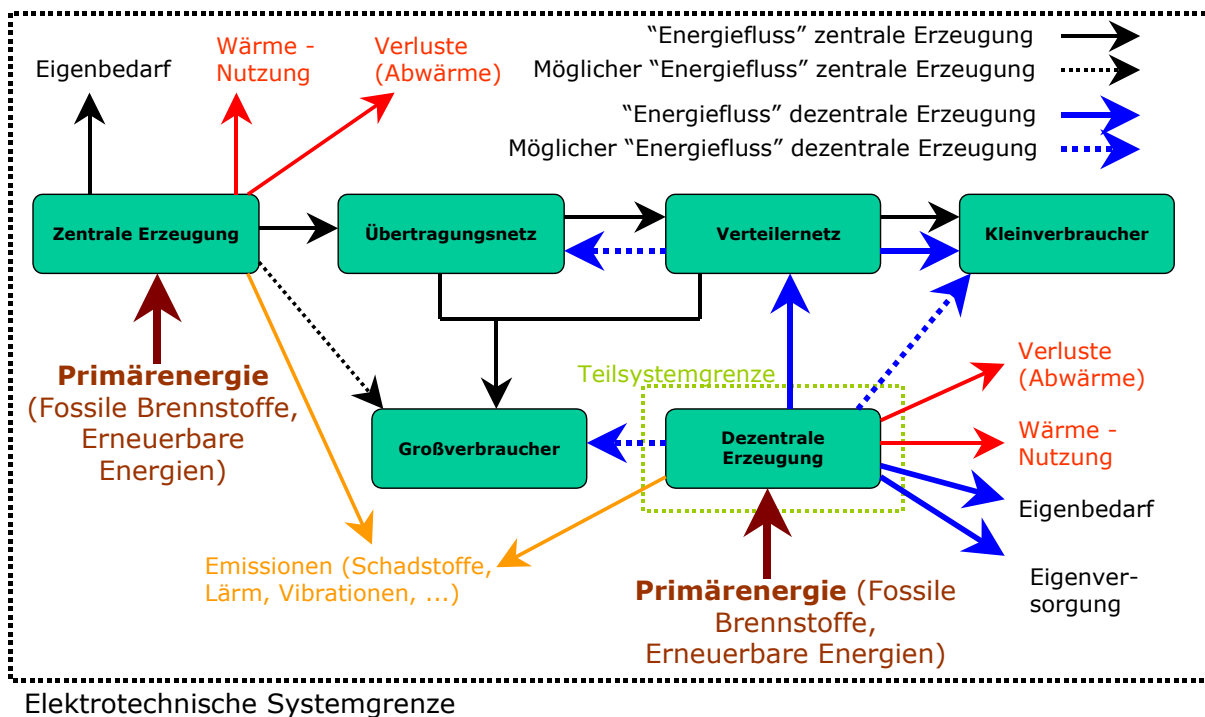


Abbildung 3-1: Struktureles Modell des elektrotechnischen Systems

Systembegriff:

Systeme sind Objekte unserer Erfahrungsumwelt, die vom Menschen geschaffen oder natürlich entstanden sein können. Ein System weist bestimmte, von außen erkennbare **Funktionen** auf, die sich aus dem **Zusammenwirken von Systemelementen und Wirkungsverknüpfungen** ergeben. Der Beobachter kann Systemen somit einen bestimmten **Systemzweck** zuschreiben. Systeme sind im Hinblick auf ihre Funktion **nicht teilbar**, d.h. die Herauslösung von Systemelementen würde die Erfüllung des Systemzwecks (die Aufrechterhaltung der Systemfunktionen) unmöglich machen. Systeme selbst können aus **Teilsystemen**, die hinsichtlich des übergeordneten Systems Teilfunktionen erfüllen, bestehen. Unter dem Begriff "**Struktur**" ist die Gesamtheit der Art und Menge der Elemente eines Systems sowie der zwischen den Elementen eines Systems bestehenden Koppelungen (Wirkungsverknüpfungen) zu verstehen.

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

Systeme sind Teil unserer Umwelt und besitzen als solche ebenfalls eine **Systemumwelt (Systemumgebung)**, mit der es zu Wechselwirkungen kommt. Für die Systemuntersuchung ist es notwendig, eine **Systemgrenze** zu definieren, die das System klar von seiner Umwelt abtrennt. [6]

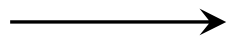
Die Festlegung der Systemelemente und damit der Systemgrenze richtet sich nach dem **Untersuchungszweck**, wobei die Abgrenzung immer in Hinblick auf die von einem Element innerhalb des Gesamtsystems ausgeübte Funktion erfolgen muss. Die festgelegten Systemelemente sind wiederum häufig selbst Systeme. Die Detaillierung muss so weit erfolgen, dass die im System wirksamen, zu untersuchenden Effekte (Wirkungsverknüpfungen) hinreichend genau erfasst werden können.

Fast alle Systeme sind **dynamische Systeme**, d.h. das Systemverhalten ändert sich mit der Zeit, abhängig von der Eigendynamik des Systems und des Einflusses der Systemumwelt. [6]

Systemkomponenten:



...Systemelemente (Teilsysteme), die wiederum als Systeme beschrieben werden können



...Wirkungsverknüpfungen (Relationen)



...Systemgrenzen (werden vom Menschen festgelegt)

Systembeschreibung:

Erfolgt durch ein strukturelles Systemkonzept (vereinfachte qualitative Beschreibung).

Dargestellt wird die Änderung des Systemverhaltens des elektrotechnischen Systems in Österreich durch den vermehrten Einsatz von dezentralen Erzeugungseinheiten. Insbesondere die dadurch veränderten Stoffflüsse (Energieflüsse) bergen gewisse Unsicherheiten für die Stabilität des Gesamtsystems. Es handelt sich hierbei jedoch um vermeidbare Unsicherheiten, da diese durch Beschreibung und Bewertung der Einflüsse dezentraler Erzeugungseinheiten auf die anderen Systemelemente dargestellt werden können. In weiterer Folge ist es möglich Maßnahmen zu setzen, um auf das veränderte Systemverhalten zu reagieren.

3.2 Nutzbare Primärenergieträger in Österreich

Nutzbar sind in Österreich die „Nichternewerbaren Primärenergieträger“ oder fossilen Brennstoffe, darunter fallen:

- Erdöl
- Erdgas
- Braunkohle
- Steinkohle
- Torf
- Kernenergie (lt. Atomsperrgesetz 1978 in Österreich nicht nutzbar)

Weiters auch die „Erneuerbaren Primärenergieträger“ , dazu gehören:

- Wasser
- Solarenergie
- Wind
- Biomasse fest
- Biomasse flüssig
- Biogas
- Deponie- und Klärgas
- Geothermie

3.2.1 Potentialbegriffe

Was bei endlichen Energieträgern die Reserven oder Ressourcen sind, sind die Potentiale bei erneuerbare Energieträgern.

Diese gelten in menschlichen Maßstäben gedacht als unendlich, weshalb sie eigentlich keine Energieträger, sondern korrekter ausgedrückt Energieströme oder Energiequellen sind. Das Potential ist die Energiemenge, die in einem bestimmten Zeitraum zur Verfügung steht, meist innerhalb eines Jahres.

Grundsätzlich muss in Bezug auf Potentiale immer klar festgestellt werden: es können keine genauen Angaben gemacht werden, sondern sie können nur so gut wie möglich eingegrenzt werden. [7]

Bei der Angabe ist jeweils zu beachten, welche der vier folgenden Arten von Potentialen gemeint ist (vgl. Abbildung 3-2):

Verweis: Alle in diesem Abschnitt gemachten Angaben beziehen sich auf Quelle [9]

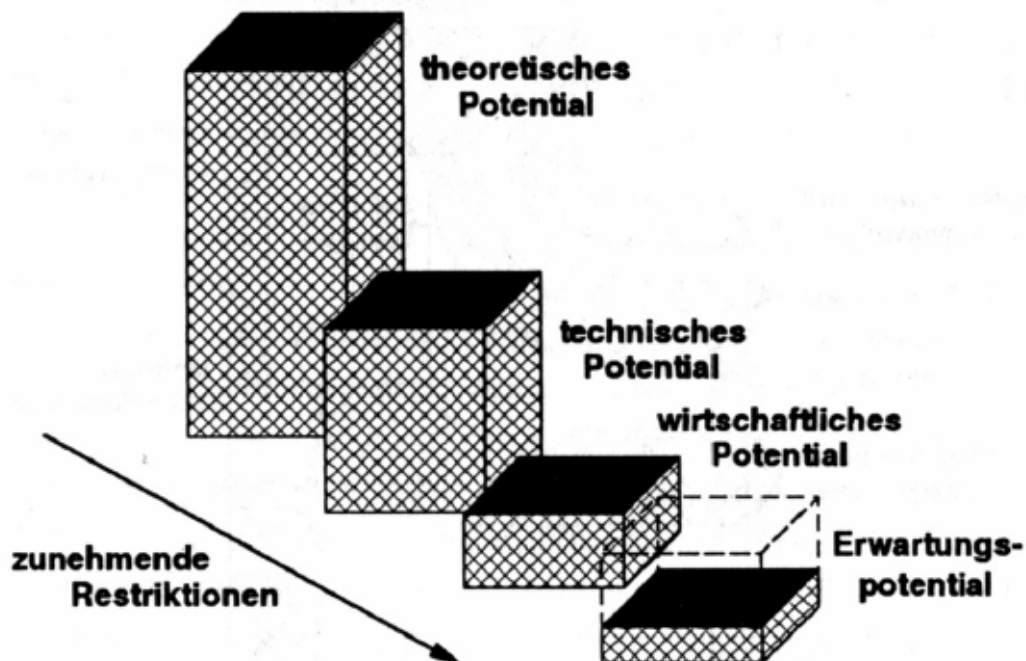


Abbildung 3-2: Grobe Potentialstruktur [8]

- **Theoretisches Potential**

Das *theoretische Potential* beschreibt das in einer gegebenen Region innerhalb eines bestimmten Zeitraumes theoretisch physikalisch nutzbare Energieangebot (z.B. die auf der Erdoberfläche auftreffende Solarstrahlung). Es wird allein durch die physikalischen Nutzungsgrenzen bestimmt, und markiert damit die Grenze des theoretisch realisierbaren Beitrages zur Energiebereitstellung. Wegen unüberwindbarer technischer, ökologischer, struktureller und administrativer Schranken kann das theoretische Potential meist nur zu sehr geringen Teilen erschlossen werden und ist deshalb in der Praxis kaum relevant.

- **Technisches Potential**

Die *technischen Potentiale* beschreiben den Anteil des theoretischen Potentials, der unter Berücksichtigung gegebener technischer Randbedingungen nutzbar ist. Über die verfügbare Fläche kommt man zum so genannten *Standortpotential*, aus dem sich über die entsprechenden Wirkungsgrade das *Stromerzeugungspotential* ergibt. Zusätzlich werden u.a. strukturelle Restriktionen sowie ggf. gesetzliche Vorgaben berücksichtigt, da sie letztlich auch – ähnlich den technisch bedingten Eingrenzungen – „unüberwindbar“ sind. Demgegenüber werden bei der Bestimmung der technischen Potentiale Akzeptanzprobleme (z.B. in der Bevölkerung) nicht berücksichtigt, die bei der Erschließung regenerativer Energien auftreten können, da diese letztlich keine technische Einschränkung im eigentlichen Sinn darstellen. Aufgrund der Unterschiede zwischen der technisch möglichen Energiebereitstellung einerseits und der in vorhandenen Energiesystemen gegebenen

nachfragebedingten Restriktionen andererseits, wird bei den technischen Potentialen zwischen den *technischen Erzeugungs- oder Angebotspotentialen* und den *technischen Endenergie- oder Nachfragepotentialen* unterschieden.

Das *technische Angebotspotential* beschreibt die unter Berücksichtigung ausschließlich technischer und struktureller angebotsseitiger Restriktionen bereitstellbare Energie (z.B. die mit Photovoltaiksystemen bereitstellbare elektrische Energie).

Das *technische Nachfragepotential* berücksichtigt zusätzlich nachfrageseitige Restriktionen (z.B. die mit Photovoltaiksystemen bereitstellbare elektrische Energie, die auch im Energiesystem von Österreich genutzt werden kann).

Diese Unterscheidung kommt immer dann zu tragen, wenn das regenerative Energieangebot die potenzielle Energienachfrage übersteigt. Beispielsweise könnte unter ausschließlicher Berücksichtigung der gegebenen technischen Restriktionen in Österreich mehr elektrische Energie durch Photovoltaikzellen bereitgestellt werden, als nachgefragt wird. Damit könnte die technisch bereitstellbare elektrische Energie aus Photovoltaiksystemen letztlich vollständig im Energiesystem genutzt werden.

- **Wirtschaftliches Potential**

Unter dem *wirtschaftlichen Potential* einer regenerativen Energie wird der Anteil des technischen Potentials verstanden, der wirtschaftlich genutzt werden kann. Neben den Parametern, die auch das technische Potential beeinflussen, wird die Bandbreite des wirtschaftlichen Potentials sehr stark von den konventionellen Vergleichssystemen und den aktuellen Energieträgerpreisen beeinflusst. Weitere Einflussgrößen auf die Wirtschaftlichkeit sind u.a. Zinssatz, Abschreibedauer oder Eigenkapitalanteil. Zu unterscheiden ist auch, ob das wirtschaftliche Potential aus volks- oder betriebswirtschaftlicher Sicht bestimmt wird.

- **Erschließbares Potential**

Das *erschließbare Potential*, auch *Erwartungspotential* genannt, regenerativer Energien beschreibt den zu erwartenden tatsächlichen Beitrag einer regenerativen Energie zur Energieversorgung. Es ist in der Regel geringer als das wirtschaftliche Potential, da es i. Allg. nicht sofort, sondern innerhalb eines längeren Zeitraums infolge einer Vielzahl unterschiedlichster Restriktionen vollständig erschließbar ist. Dies liegt u.a. an den begrenzten Herstellkapazitäten, der Funktionsfähigkeit der vorhandenen, noch nicht abgeschriebenen Konkurrenzsysteme sowie einer Vielzahl weiterer Hemmnisse (z.B. mangelnde Information, rechtliche und administrative Begrenzungen). Das erschließbare Potential kann aber auch größer als das wirtschaftliche Potential sein, wenn beispielsweise die betreffende erneuerbare Energie aufgrund administrativer oder sonstiger Maßnahmen subventioniert wird (z.B. erhöhte Netzeinspeisevergütung).

Da die wirtschaftlichen und insbesondere die erschließbaren Potentiale erheblich von den sich schnell ändernden energiewirtschaftlichen und politischen Randbedingungen beeinflusst werden, wird auf diese Potentiale in weiterer Folge nicht eingegangen. Andererseits gibt es beim Ausbau der Nutzung regenerativer Energien Beschränkungen, da sich die Produktion

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

nicht beliebig steigern lässt. Diese Aspekte werden beim **realisierbaren Potential bis 2010** berücksichtigt. Dieses Potential entspricht dem, was in einem ambitionierten Szenario (entsprechende Gesetzeslage und finanzielle Fördermechanismen) erreicht werden kann.

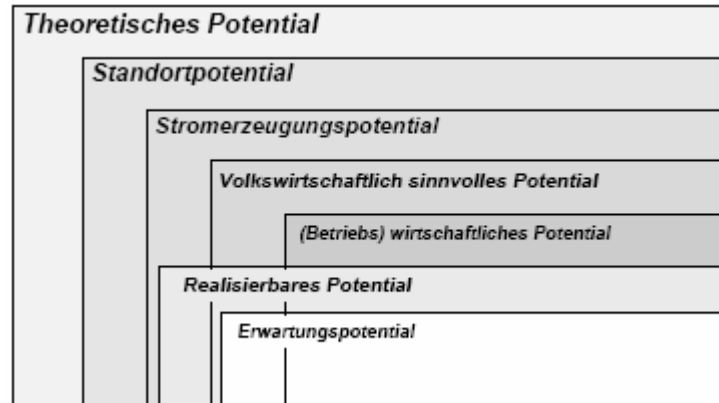


Abbildung 3-3: Untergliederte Potentialstruktur [7]

Bis auf das theoretische Potential sind sämtliche Potentiale zeitabhängig, sodass für eine genaue Beschreibung jeweils der entsprechende Zeithorizont mit angegeben werden muss.

Zur Abschätzung des Ausbaupotentials regenerativer Energien in Österreich wird den ermittelten Potentialen zusätzlich die *gegenwärtige Nutzung* gegenübergestellt. [7]

3.2.2 Potentiale und Nutzung

Reserven/Verbräuche nach fossilen Primärenergieträgern					
	Einheit	Reserven weltweit	Reserven in Österreich 2003	Bruttoinlandsverbrauch Österreich 2001	Bruttostromerzeugung Österreich 2001
Erdöl	[GWh]	3,33 · 10 ⁹	128.250,00	151.750,00	2.000,00
Erdgas	[GWh]	4,17 · 10 ⁹	229.250,00	81.670,00	8.500,00
Steinkohle	[GWh]	5,83 · 10 ⁹	Nicht verfügbar	43.440,00	6.960,00

Tabelle 3-1: Reserven fossiler Primärenergieträger [10], [11], [12]

Potentiale nach erneuerbare Primärenergieträger in Österreich								
	Einheit	Theoretisches Potential	Theoretisches Stromerzeugung-Potential	Technisches Angebots-potential	Technisches Nachfrage-potential	Derzeit genutztes Potential	Realisierbares Potential bis 2010	Nutzungs-grad¹ [%]
Wasserkraft	[GWh/a]	150.000	118.000	60.000	46.800	41.800 (2001)	50.250	89,3
Sonne	[GWh/a]	92.200	26.000	20.000 - 50.200	2.200	11 (2003)	60	0,5
Wind	[GWh/a]	139.000	82.000	> 5,3	2.600	366 (2003)	2.800	34,6
Biomasse fest	[GWh/a]	200.000	132.000	8.300	8.300	1.100	5.500	13,3
Biomasse flüssig²	[GWh/a]	137.500	Nicht verfügbar	7.770	7.770	Nicht verfügbar	970	
Biogas	[GWh/a]	18.000	11.000	1.300	1.300	120	600	10,9
Deponie- und Klärgas	[GWh/a]	1.530	Nicht verfügbar	400	400	Nicht verfügbar	300	
Erdwärme³	[GWh/a]	10.300	Nicht verfügbar	2.140	900	Nicht verfügbar	30	

¹ Der Nutzungsgrad ergibt sich aus der Division von „technischem Nachfragepotential“ und „derzeit genutztem Potential“

² nur Wärmepotential

³ nur Wärmepotential

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

* Die im GuD-Prozess schraffiert dargestellten Felder berücksichtigen eine mögliche Anwendbarkeit dieses Prozesses bei der Verstromung der markierten erneuerbaren Energieträger, jedoch ist diese Kombination (aus Kostengründen) bislang noch nicht zum Einsatz gekommen.

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

Primärenergieträger/Erzeugungstechnologie - Matrix																
Dezentrale Erzeugungstechnologien	Primärenergieträger															
	Fossile Brennstoffe					Hybrid-Brennstoffe		Erneuerbare Energien								
	Erdöl	Erdgas	Braunkohle	Steinkohle	(Müll)	Wasserstoff	Methanol	Wasser	Solar-energie	Wind	Biomasse fest	Biomasse flüssig	Biogas	Deponie-gas	Klärgas	Geo-thermie
Regenerativ-befeuerte KWK - Prozesse																
Geothermie																
Dampfturbinenprozess																
Gasturbinenprozess																
Gasmotoren - Prozess																
Dieselmotoren - Prozess																
Dampfkombimotor - Prozess																
ORC - Prozess																
Brennstoffzelle																
Stirlingmotorprozess																
Dampfschraubenmotorprozess																
Indirekter Gasturbinenprozess (Heißluftturbinenprozess)																
Direkter (inverser) Gasturbinenprozess																
Hybrid - Systeme																
BZ (SOFC) kombiniert mit Gasturbine od. MGT																
Stirling-Motor kombiniert mit Solar-Parabolspiegel																
Windengieanlage mit Batterie und Reserveleistungserzeugung (Gas- und Dieselmotoren, Turbinen, BZ's)																
Motoren (andere Kraftmaschinen) mit Speichereinheiten																
Speichersysteme kombiniert mit IC - Motoren und MGT																
Speichersysteme																
eingeschränkte Speichermöglichkeit durch z. B. Batteries, Flywheels, Superconducting Magnetic Energy Storage (SMES), Supercapacitors, Compressed Air Storage Systems (CAES), (Pump-) Speicherkraftwerke																

Schraffierte Zellen bedeuten, dass der Primärenergieträger für dies Technologie grundsätzlich einsetzbar wäre, jedoch aufgrund fehlender Technik bzw. zu hoher Kosten nicht ausgeführt wird.

Tabelle 3-3-2: Primärenergieträger/Erzeugungstechnologie – Matrix (Teil 2)

4 Phase III: Dezentrale Erzeugungstechnologien

4.1 Kriterienkatalog

Die für die Bewertung von dezentralen Erzeugungstechnologien maßgeblichen Kriterien werden vorab in einem Kriterienkatalog gesammelt und aufgelistet. Dabei wurde darauf geachtet, dass nur solche Kriterien angeführt werden, die durch jede Erzeugungstechnologie spezifiziert werden können. Dieser, für alle Erzeugungseinheiten einheitliche Kriterienkatalog, beschreibt die jeweiligen dezentralen Technologien anhand ihrer technologischen, ökologischen und ökonomischen Eigenschaften und bildet zugleich die Grundlage für eine allgemeine Bewertung (siehe Kapitel 5) dieser.

Anmerkung zum Kriterienkatalog

Bei den in den Kriterienkatalogen **grün** eingetragenen Werten handelt es sich um spezifische (Leistungs-)Daten und Informationen, die durch die Verfeuerung von regenerativen Brennstoffen (Primärenergieträgern), wie z.B. Biomasse, auftreten. Die Anlagenteile einer Erzeugungstechnologie sind in der Regel für einen bestimmten Primärenergieträger bzw. Primärenergieträgermix ausgelegt, sodass es zu Unterschieden in der Ausführung kommen kann. Dies schlägt sich meist auf der Kostenseite nieder, führt aber auch auf technischer Seite (z.B. Wirkungsgrad) zu divergierenden Werten, welche auf die unterschiedlichen Heizwerte der Brennstoffe bzw. benötigten Komponenten zurückzuführen sind.

Sind für die Befeuerung von regenerativen Energieträgern keine gesonderten Werte angeführt, so macht es für das jeweilige Kriterium keinen Unterschied, welcher Brennstoff zum Einsatz kommt.

4.1.1 Inhalt

- Teil 1: Allgemeine Informationen/Kriterien
- Teil 2: Technologie
 - Technische Auslegung/Konzeption
 - Betriebliche-(Leistungs-)Daten
 - Einspeisecharakteristik
- Teil 3: Ökologische Dimension
- Teil 4: Markt/Ökonomische Dimension

Die im vierten Teil ebenfalls angeführten Investitionskosten für regenerativ befeuerte KWK-Prozesse erfassen ausschließlich die Investitionskosten für den Stromerzeugungsteil dieser Technologien. Das bedeutet, dass **nur die Mehrkosten einer Biomasse-KWK im Vergleich zu einer konventionellen Biomassefeuerung mit Heißwasserkessel** betrachtet wurden, welche die gleiche Nutzwärmeleistung aufweist.

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

Dieser Ansatz wurde aus folgendem praxisnahen Grund gewählt: Die vorgegebene Größe bei einer KWK ist in den meisten Fällen der Wärmebedarf für das Prozesswärme- bzw. Fernwärmenetz. Für einen Anlagenbetreiber stellt sich daher die Frage, ob er seinen Wärmebedarf mit einer konventionellen Biomasse-Heißwasseranlage abdecken soll, oder ob sich die Mehrinvestitionen für eine Biomasse-KWK-Anlage mit gleicher Wärmebereitstellung rentieren. Wäre die Basis nicht ein Heißwasserkessel sondern beispielsweise ein Dampfkessel (dieser ist erforderlich, wenn die Temperaturniveaus höher liegen), so würden die Mehrkosten für die KWK-Anlage entsprechend niedriger ausfallen.

Dadurch ist es möglich, die Investitionskosten rein für die Stromerzeugung feuerungsunabhängig anzugeben, was durch Einbeziehen der Kosten beliebiger Feuerungen einen Vergleich von verschiedenen KWK-Anlagen mit verschiedenen Feuerungen bzw. Wärmequellen - nicht nur auf Biomassebasis - ermöglicht. [16]

4.1.1.1 Teil 1: Allgemeine Informationen/Kriterien

Lf.- Nr.	Kriterium	Definition / Begriffsbestimmung
1	Dezentrale Erzeugungseinheit / Technologie	<p>Erzeugungseinheit: Eine Erzeugungseinheit für elektrische Energie ist eine nach bestimmten Kriterien abgrenzbare Einheit eines Kraftwerkes zur Erzeugung von elektrischer Energie. Es kann sich dabei beispielsweise um einen Kraftwerksblock, einen Maschinensatz eines Wasserkraftwerkes, eine GuD-Anlage, eine Windenergieanlage (WEA) bzw. Windkraftwerk, ein Blockheizkraftwerk oder um einen Brennstoffzellenstapel, aber auch um ein Solarmodul handeln oder um eine beliebige andere Technologie, die der Erzeugung von bzw. Umwandlung in elektrischer Energie dient. [17]</p> <p>vs.</p> <p>Erzeugungsanlage (Kraftwerk): Ein Kraftwerk ist eine Anlage, die dazu bestimmt ist, durch Energieumwandlung elektrische Energie zu erzeugen. Es kann aus mehreren Erzeugungseinheiten bestehen. Diese Anlage umfasst auch alle zugehörigen Hilfsbetriebe und Nebeneinrichtungen. [17]</p>
2	Charakteristika	
3	Primärenergieträger / Brennstoffe (Möglich, Nicht möglich)	
	Erdöl	Möglich/ Nicht möglich
	Erdgas	Möglich/Nicht möglich
	Braunkohle	Möglich/Nicht möglich
	Steinkohle	Möglich/Nicht möglich
	(Müll)	Möglich/Nicht möglich
	Wasserstoff	Möglich/Nicht möglich

	Methanol	Möglich/Nicht möglich
	Wasser	Möglich/Nicht möglich
	Solarenergie	Möglich/Nicht möglich
	Wind	Möglich/Nicht möglich
	Biomasse fest	Möglich/Nicht möglich
	Biomasse flüssig	Möglich/Nicht möglich
	Biogas	Möglich/Nicht möglich
	Deponiegas	Möglich/Nicht möglich
	Klärgas	Möglich/Nicht möglich
	Geothermie	Möglich/Nicht möglich
4	Prognostizierbarkeit	<p>Mit Prognose wird die auf Messung, Erfahrung oder Simulation beruhende Vorhersage eines in der Zukunft liegenden Zustands bezeichnet. Sie ist eine begründete Vorhersage. [18]</p> <p>In diesem Fall wird mit Prognostizierbarkeit die Eintrittswahrscheinlichkeit der zukünftigen Primärenergiebereitstellung bzw. die Vorhersagbarkeit des zukünftigen Primärenergieangebotes bezeichnet. (Schwierig bei erneuerbaren Primärenergieträgern, da meist von Meteorologie abhängig)</p>
	Sehr gut	
	Gut	
	Neutral	
	Schlecht	
	Sehr schlecht	
5	Anwendung(en), Einsatzgebiete	
6	Nutzung der (Ab-)Wärme (bei KWK)	<p>Bei der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) erfolgt eine gleichzeitige Bereitstellung von elektrischer (bzw. mechanischer) Energie und Nutzwärme zur Prozesswärmeversorgung oder Heizung. [19]</p> <p>KWK-Anlagen ("Kraftwärmekopplungsanlagen") = Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie, in denen aus Primärenergieträgern gleichzeitig elektrische Energie und Nutzwärme erzeugt wird, wobei die</p>

		Nutzwärme der öffentlichen Fernwärmeversorgung dient. [20]
7	Standort / Einsatzort / Situierung (ländlicher Raum, Stadt, Siedlung,...) -> verbraucher- oder erzeugerorientiert	
8	Technologie- Entwicklungsstand	
	Labor	
	Pilot	
	Demonstration	
	Marktreife	
	Marktdurchdringung	
9	Baugröße (L x B x H)	Dient nur zur allgemeinen Information
10	Weitere Informationen	

Tabelle 4-1: Kriterienkatalog -Teil 1 Allgemeine Informationen / Kriterien

4.1.1.2 Teil 2: Technologie

4.1.1.2.1 Technische Auslegung/Konzeption

Dieses Unterkapitel konzentriert sich auf die *konzipierten* technischen (Leistungs-)Daten im Gegensatz zu den betrieblichen (Leistungs-)Daten, angeführt im nächsten Unterkapitel.

Lf.- Nr.	Kriterium	Definition / Begriffsbestimmung
1	Elektrische Nennleistung / Dauerleistung / Engpassleistung / Elektrischer Nennleistungsbereich [kW _{el} , MW _{el}]	P _{el} , P _N Die Nennleistung von elektrischen Betriebsmitteln ist jene Dauerscheinleistung, für die diese ausgelegt worden sind, und wird aus Nennstrom und Nennspannung berechnet. Ist die Nennleistung nicht eindeutig aus den Unterlagen (z.B.

		<p>Typenschild) bestimmbar, so ist ein bei Normalbedingungen erreichbarer Leistungswert als Nennleistungswert heranzuziehen.</p> <p>Bei Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen ist darunter die elektrische Nennleistung zu verstehen. [17]</p> <p>Die Dauerleistung einer Erzeugungseinheit oder eines Betriebsmittels ist die höchste Leistung, die bei einem bestimmungsgemäßen Betrieb der Erzeugungseinheit oder eines Betriebsmittels ohne zeitliche Einschränkung erbracht werden kann und die Lebensdauer (Betriebszeit) und Sicherheit der Anlage oder des Betriebsmittels nicht beeinträchtigt.</p> <p>Die tatsächlich erbrachte Dauerleistung kann aufgrund externer Umstände schwanken, bei Erzeugungseinheiten z.B. wegen jahreszeitlich schwankendem Wasserdargebot zur Erzeugung oder Kühlung und anderer Einsatzbedingungen, bei anderen Betriebsmitteln z.B. durch witterungsbedingt hohe Umgebungstemperaturen. [17]</p> <p>„Engpassleistung“ die durch den leistungsschwächsten Teil begrenzte, höchstmögliche elektrische Dauerleistung der gesamten Erzeugungsanlage mit allen Maschinensätzen. [20]</p>
<p>2</p>	<p>Elektrische Netto-Leistung (installierte Leistung minus Eigenbedarf) [kW_{el}, MW_{el}]</p>	$P_{el,netto} = P_{el,brutto} - P_{Eigenbedarf}$ <p>Elektrische Brutto-Leistung $P_{el,brutto}$ einer Erzeugungseinheit ist die an den Generator клемmen gemessene elektrische Leistung. Die Integration über eine bestimmte Zeitspanne, wie eine Stunde, einen Tag oder ein Jahr, entspricht der Brutto-Arbeit. [21]</p> <p>Elektrische Netto-Leistung $P_{el,netto}$ einer Erzeugungseinheit ist die an der Oberspannungsseite des Maschinentransformators</p>

		<p>abgegebene elektrische Leistung, vermindert um den elektrischen Leistungsbedarf aller Hilfs- und Nebenanlagen dieser Erzeugungseinheit, der von anderen Erzeugungseinheiten oder dem öffentlichen elektrischen Netz geliefert wird. Die Integration über eine bestimmte Zeitspanne, wie eine Stunde, einen Tag oder ein Jahr, entspricht der Netto-Arbeit. [21]</p> <p>Eigenbedarf: Als Eigenbedarf einer Erzeugungseinheit wird jene elektrische Leistung verstanden, die für den Betrieb ihrer Neben- und Hilfsanlagen zuzüglich der Verlustleistung der Maschinentransformatoren benötigt wird. [17]</p>
3	<p>Spezifische Leistungsdichte [W/m²] , [mW/cm²]</p>	<p>Mit der spezifischen Leistungsdichte S (Energieflussdichte, Intensität) wird angegeben, wie viel Leistung <i>P</i> ein Energieträger in Abhängigkeit zu einer bestimmten Fläche <i>A</i> anbieten kann. Als Maßeinheit für die Leistung gilt das Watt [W] bzw. das Kilowatt [kW]; als Flächeneinheit wird der Quadratmeter [m²] zugrunde gelegt. [22]</p> $S = \frac{P}{A}$
4	<p>Konzipierte max. Netto-Arbeit / Jahresstromerzeugung / Stromertrag [kWh/kW_{el}*a] und [kWh/a]</p>	<p>Die technisch ausgelegte elektrische Energieerzeugung (Netto-Arbeit) einer Erzeugungseinheit innerhalb eines Jahres nach Abzug des Eigenbedarfs. (Bezogen auf die Dauerleistung)</p> <p>Siehe elektrische Netto-Leistung</p>
5	<p>Wärmeauskopplungsfähig (Ja, Nein)</p>	Ja/Nein
	<p>Ausführung als BHKW</p>	Möglich/Nicht möglich

	(Möglich, Nicht möglich)	<p>Blockheizkraftwerk; Motorheizkraftwerk = Heizkraftwerk mit Verbrennungsmaschine als Antrieb für den Generator und mit Nutzung der Abwärme. [23]</p> <p>Blockheizkraftwerke (BHKW) sind Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen zur dezentralen Energieversorgung. Bei BHKW finden Verbrennungsmotoren oder Gasturbinen zur gleichzeitigen Erzeugung von Strom und Wärme (eventuell auch Kälte) Einsatz. Weiters besteht noch die Möglichkeit zum Betrieb ohne (ständig anwesende) Betriebsmannschaft. [19]</p>
6	Betriebsweise (strom- und/oder wärmegeführt)	
7	Konzipierte max. Ausnutzungsdauer / Jahresvolllaststunden / Volllaststundenzahl [h/a]	<p>Ausnutzungsdauer T_{aN}, auch Volllaststundenzahl genannt, ist gleich dem Quotienten aus der abgegebenen Energiemenge (konzipierte Netto-Arbeit) in einer Zeitspanne (Jahr) und der Nennleistung der betrachteten Erzeugungseinheit (Anlage): [21]</p> $T_{aN} = \frac{W}{P_N}$
8	Thermische Leistung [kW _{th}]	<p>Unter thermischer Leistung versteht man die Abgabe von Wärme eines Kraftwerkes, um z. B. durch ein (Fern-)Wärmenetz Häuser und Industrieanlagen zu heizen. Das Gegenteil ist die mechanische Leistung. Diese wird oft/meistens in Elektrische Energie umgewandelt und ins Stromnetz eingespeist. [25]</p>
9	Temperaturniveau des Arbeitsmittels (Eintritts- und Austrittstemperatur[°C], Differenz [K])	<p>Als Arbeitsmittel wird jenes Medium bezeichnet, durch welches der Antrieb der jeweiligen Arbeitsmaschine bedingt wird. Es kann in einem offenen oder geschlossenen Kreislauf Arbeit verrichten.</p> <p>Eintrittstemperatur des Arbeitsmittels in die Arbeitsmaschine.</p> <p>Austrittstemperatur des Arbeitsmittel aus der</p>

		Arbeitsmaschine.
10	Konzipierter elektrischer (Anlagen-) Wirkungsgrad (bei Volllast im Jahresdurchschnitt) [in % oder Dezimalen]	<p>Stellt das technisch ausgelegte Verhältnis von der elektrischen Nutzenergie P_{el} zur eingesetzten Energie (bei KWK \dot{Q}_{FWL} = Feuerungswärmeleistung) eines Prozesses dar. [2]</p> $\eta_{el} = \frac{Output[kW_{el}]}{Input[kW]} = \frac{P_{el}}{\dot{Q}_{FWL}} = \frac{P_{el}}{\dot{m}_B * H_u}$
11	Konzipierter Gesamtwirkungsgrad / Anlagenwirkungsgrad / Brennstoffausnutzungsgrad (bei Volllast im Jahresdurchschnitt) [in % oder Dezimalen]	<p>Der Brennstoffausnutzungsgrad beschreibt bei der Kraft-Wärme-Kopplung das Verhältnis der elektrischen P_{el} und thermischen Nutzenergie \dot{Q}_N zur Feuerungswärmeleistung \dot{Q}_{FWL} (bezogen auf H_u). [2]</p> $\eta_{el} = \frac{\Sigma \text{ aller Outputs}[kW_{el,th}]}{\Sigma \text{ aller Inputs}[kW_{el,th}]} = \frac{P_{el} + \dot{Q}_N}{\dot{Q}_{FWL}} = \frac{P_{el} + \dot{Q}_N}{\dot{m}_B * H_u}$
12	Brennstoff-(Primärenergie-) Verbrauch (bei Volllast) z.B. [m ³ /h], [m ³ /kWhel], [MWh/a]	Jene Brennstoffmenge, die eingesetzt werden muss, um eine Erzeugungseinheit auf Nennlast zu betreiben.
13	Teillastverhalten, Teillastwirkungsgrad [%]	<p>Eine Erzeugungseinheit wird mit Teillast betrieben, wenn ihre Leistung zwischen Mindest- und Dauerleistung liegt.</p> <p>Der Betrieb eines Energiesystems in einem vom Auslegungspunkt abweichenden Betriebspunkt ist nahezu bei allen Systemen (Ausnahme Brennstoffzellen) mit einer Verringerung des Brennstoffausnutzungsgrades verbunden und sollte daher möglichst vermieden werden. [2]</p> <p>Die Mindestleistung einer Erzeugungseinheit ist die Leistung, die aus anlagespezifischen oder betriebsmittelbedingten Gründen im Dauerbetrieb nicht unterschritten werden kann. Soll die Mindestleistung nicht auf den Dauerbetrieb, sondern auf eine kürzere Zeitspanne bezogen werden, so ist das besonders zu kennzeichnen. [26]</p>

14	Leistungsregelung	Wie erfolgt bzw. kann die Leistungsregelung erfolgen (z.B. Brennstoffzufuhr, Drehzahlregelung,...)
15	Anlaufzeit [min], [h]	Ist jener kürzeste Zeitraum, den eine Erzeugungseinheit benötigt, um aus den Stillstand ihre Nennleistung zu erreichen.
16	Lebensdauer der Anlage [h], [a]	
17	Wartungsintervalle [h]	
18	Energierückflusszeit (energetische Amortisation) [a]	Dauer der Rückgewinnung der zur Herstellung (Errichtung), zum Betrieb und Abriss eingesetzten Energiemenge einer Erzeugungseinheit. [27] Angaben (falls vorhanden) nur laut Datenblatt bzw. Auskunft des Herstellers.
19	Erntefaktor	Der Erntefaktor gibt an, wie vielmal mehr Primärenergie durch eine Erzeugungseinheit während der gesamten Lebensdauer eingespart wird, als für Herstellung (Errichtung), Betrieb und Abriss benötigt wird. [28] Angaben (falls vorhanden) nur laut Datenblatt bzw. Auskunft des Herstellers.

Tabelle 4-2: Kriterienkatalog -Teil 2-1 technische Auslegung / Konzeption

4.1.1.2.2 Betriebliche (Leistungs-)Daten

Gefragt sind reale Leistungsdaten

Lf.-Nr.	Kriterium	Definition / Begriffsbestimmung
1	Höchste Betriebsleistung / tatsächliche Dauerleistung	Betriebsleistung ist die tatsächlich zu einem Zeitpunkt gefahrene Leistung eines Kraftwerksblocks oder eines Kraftwerks. [21] Siehe auch Dauerleistung
2	Tatsächliche Jahresstromerzeugung / Netto-Arbeit /	Die tatsächliche Summe der elektrischen Energieerzeugung (Netto-Arbeit) einer

	Stromertrag [kWh/kW _{el} *a] und [kWh/a]	Erzeugungseinheit innerhalb eines Jahres nach Abzug des Eigenbedarfs. (Bezogen auf die tatsächliche Dauerleistung) Siehe elektrische Netto-Leistung
3	Thermische Wärme-Erzeugung [kWh/a]	Ausgekoppelte Wärme
4	Brennstoff-(Primärenergie-) Verbrauch z.B. [m ³ /h], [m ³ /kWh _{el}], [kWh _{LHV} /a]	
5	Benutzungsdauer [h]	Benutzungsdauer T_{ben} ist gleich dem Quotienten aus der Arbeit W in einer Zeitspanne und der gefahrenen Höchstleistung P_{max} , d.h. der höchsten Betriebsleistung innerhalb dieser Zeitspanne: [21] $T_{ben} = \frac{W}{P_{max}} = \frac{Q}{\dot{Q}_{max}}$
6	Benutzungsgrad [in % oder Dezimalen]	Benutzungsgrad g_{ben} ist gleich dem Quotienten aus der Benutzungsdauer T_{ben} und der dazugehörigen Zeitspanne T [21] $g_{ben} = \frac{T_{ben}}{T} = \frac{W}{P_{max} * T} = \frac{Q}{\dot{Q}_{max} * T}$
7	Max. Ausnutzungsdauer / Jahresvolllaststunden / Volllaststundenzahl [h/a]	Ausnutzungsdauer T_{aN} , auch Volllaststundenzahl genannt, ist gleich dem Quotienten aus der abgegebenen Energiemenge (tatsächliche Netto-Arbeit) in einer Zeitspanne und der Nennleistung der betrachteten Anlage: [21] $T_{aN} = \frac{\text{nutzbar abgegebene elektrische Energie}}{\text{elektrische Nennleistung}} = \frac{W}{P_N}$
8	Arbeitsnutzungsgrad [in % oder Dezimalen]	Arbeitsausnutzung ist gleich dem Quotienten aus der Ausnutzungsdauer und der Nennzeit (Kalenderzeit): [21] $\eta_A = \frac{T_{aN}}{T_N} = \frac{W}{P_N * T_N}$
9	Elektrischer	Der elektrische Jahresnutzungsgrad $\eta_{N,el}$ einer

	Jahresnutzungsgrad [in % oder Dezimalen]	(KWK-) Anlage gibt das Verhältnis der nutzbar abgegebenen elektrischen Energie zur gesamten zugeführten (Brennstoff-)Energie an. [16] $\eta_{N,el} = \frac{\text{nutzbar abgegebene elektrische Energie p.a.}}{\text{gesamte zugeführte (Brennstoff-)Energie p.a.}}$
10	Gesamter Jahresnutzungsgrad [in % oder Dezimalen]	Der gesamte Jahresnutzungsgrad $\eta_{N,ges}$ einer (KWK-) Anlage gibt das Verhältnis der gesamten (elektrischen und thermischen) nutzbar abgegebenen Energie zur gesamten zugeführten (Brennstoff-)Energie an. [16] $\eta_{N,ges} = \frac{\text{nutzbar abgegebene Gesamtenergie p.a.}}{\text{gesamte zugeführte (Brennstoff-)Energie p.a.}}$
11	Ausfallzeit durch Wartung und Instandhaltung [h/a]	
12	(Zeit-)Verfügbarkeit (Availability) [%]	$a_t = \frac{h_B}{h_{th} - h_p} * 100$ Quelle: [27] h_B → Betriebs- und Bereitschaftsstunden h_{th} → Theoretische Stundenzahl = 8760 [h/a] h_p → Geplanter Stillstand
13	Heat Rate = spezifischer Wärmeverbrauch [kJ/kWh _{el}]	Eingesetzte Wärmeleistung zur Erzielung einer bestimmten Nutzleistung [27] $HR = \frac{\text{Input}[kW_{el,th}]}{\text{Output}[kW_{el,th}]} [kJ / kWh] = \frac{3600}{\eta}$
14	Stromkennzahl	Die Stromkennzahl ist das Verhältnis der erzeugten elektrischen Leistung P_{el} zur Nutzwärmeleistung \dot{Q}_N . [2] $\sigma = \frac{P_{el}}{\dot{Q}_N}$

Tabelle 4-3: Kriterienkatalog -Teil 2-2 Betriebliche (Leistungs-)Daten

4.1.1.2.3 Einspeisecharakteristik

Lf.- Nr.	Kriterium	Definition / Begriffsbestimmung
1	Form des Netzanschlusses (Betriebsführung): Notstrom- bzw. Ersatzstromerzeugung (Anlaufzeit < 1 min)	Möglich/Nicht möglich
	Schwarzstart (ohne anliegende Spannung)	Möglich/Nicht möglich
	Inselbetrieb	Möglich/Nicht möglich
		<p>Schwarzstartfähigkeit einer Erzeugungseinheit bedeutet, dass diese ohne elektrischen Energiebezug aus dem Netz in Betrieb genommen werden kann. Ein solches Kraftwerk muss darüber hinaus für Inselbetrieb ausgelegt sein und Lastzuschaltungen in ausreichend großen Sprüngen verkraften können.</p> <p>In jedem Netz muss eine ausreichende Anzahl von Kraftwerken mit Schwarzstartfähigkeit ausgerüstet werden, um für einen Netzwiederaufbau nach einem Netzzusammenbruch verfügbar zu sein. [17]</p>
		<p>Inselbetrieb ist ein Betrieb von einem Teilnetz eines sonst synchron betriebenen Gesamtnetzes mit Spannungs- und Frequenzwerten innerhalb gewisser Grenzbereiche, die aber von denen im Normalbetrieb abweichen.</p> <p>Nach einer störungsbedingten Bildung von Teilnetzen, die nicht mehr synchron miteinander verbunden sind, weicht die in einem solchen Teilnetz verbleibende Last in der Regel von der momentanen Leistung der in dieses Teilnetz einspeisenden Erzeugungseinheiten ab. Daraus können sich vom Normalbetrieb abweichende Frequenz- und Spannungswerte ergeben, die ohne entsprechende Gegenmaßnahmen zum Netzzusammenbruch führen können.</p>

		<p>Inselbetriebsfähigkeit von Erzeugungseinheiten heißt, dass diese, ausgehend vom normalen Netzbetrieb, so ausgelegt sind, dass vom Normalbetrieb abweichende Werte von Spannung und Frequenz ohne Eingriff seitens einer Steuerstelle automatisch in zulässige Wertebereiche zurück geführt und in diesen Bereichen auch bei Laständerungen gehalten werden.</p> <p>Zur Beherrschung eines solchen Betriebszustandes ist es notwendig, im gesamten synchron betriebenen elektrischen System möglichst gleichmäßig verteilt, inselbetriebsfähige Erzeugungseinheiten in Betrieb zu halten. Die Regelung inselbetriebsfähiger Erzeugungseinheiten ist derart auszulegen, dass</p> <ul style="list-style-type: none"> • ein Abfangen auf jede beliebige Teillast oberhalb eines festzulegenden Eigenbedarfskriteriums ebenso sicher beherrscht wird wie das Abfangen in den Eigenbedarf und dass • eine Leistungserhöhung im Rahmen der verfügbaren Leistungsbereiche sicher durchführbar ist. <p>Ein derartiger Inselbetrieb sollte mehrere Stunden aufrecht erhalten werden können; eine zeitliche Begrenzung ist möglichst zu vermeiden. Gegebenenfalls müssen die Erzeugungseinheiten derart ausgelegt sein, dass Lastzuschaltungen in bestimmten Größenordnungen ohne Gefährdung des Inselbetriebes möglich sind. [17]</p>
<p>2</p>	<p>Um-/Wechselrichter</p>	<p>Ist eine elektrische Anlage, in der eine Stromart (z.B. AC, DC) und/oder Frequenz über einen galvanisch trennenden Zwischenkreis in eine andere Stromart (z.B. AC, DC) und/oder Frequenz umgesetzt wird. Ein Umrichter ist speziell dadurch gekennzeichnet, dass er eine maximale Übertragungsfähigkeit nur im Nennstrombereich besitzt und weiters nur im Bereich von wenigen [ms] Kurzschlussleistung abgeben kann. Umrichteranlagen neigen im Allgemeinen zu einer erhöhten Emission von Netzurückwirkungen.</p>

		Der Begriff Umrichter umfasst Gleichrichter, Wechselrichter und Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsanlagen (HGÜ). [17]
3	Stromerzeugungstechnologie (Generatorart)	
4	Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$	Der Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ ist der Quotient aus Wirkleistung und Scheinleistung (50 Hz). Er ist ein Maß dafür, in welchem Umfang neben Wirkleistung auch Blindleistung beansprucht wird. Anmerkung: Bei reinem Grundschwingungssinus von Strom I_1 und Spannung U_1 gilt $ \cos \varphi = \lambda$ (Leistungsfaktor) [17]
5	Anschlussspannung [V], [kV]	Bandbreite der Spannung (Angaben nur lt. Datenblatt)
6	Netzurückwirkungen (Spannungs- und Frequenzschwankungen, Flicker, Oberschwingungen)	(Angaben nur lt. Datenblatt) Unter Netzurückwirkungen versteht man <ul style="list-style-type: none"> • sowohl die gegenseitige Beeinflussung von Betriebsmittel (Geräten und Anlagen) über das Netz • als auch die von diesen Betriebsmitteln ausgehende Beeinflussung des Netzes selbst. <p>Netzurückwirkungen beeinträchtigen vor allem die Qualität der Versorgungsspannung, jedoch können auch die Netzimpedanzen sowie Signalübertragungen über das Netz von Netzurückwirkungen betroffen sein. [17]</p>

Tabelle 4-4: Kriterienkatalog -Teil 2-3 Einspeisecharakteristik

4.1.1.3 Teil 3: Ökologische Dimension

Ökologische Daten

Lf.-Nr.	Kriterium	Definition / Begriffsbestimmung
1	Luftschadstoff- und Treibhausgasemissionen: CO₂ CH₄ SO₂ NO_x PM10 TSP [t/a], [mg/Nm ³], [kg/MWh _{el}]	Angaben (falls vorhanden) nur laut Datenblatt bzw. Auskunft des Herstellers.
2	Abfälle und Reststoffe: Wiederverwendung / Wiederverwertung / Entsorgungsweg Asche und Schlacke Gärungsrückstände Andere [t/a]	Angaben (falls vorhanden) nur laut Datenblatt bzw. Auskunft des Herstellers.
3	Sonstige Einflüsse: Lärm [dBA]	Angaben (falls vorhanden) nur laut Datenblatt bzw. Auskunft des Herstellers.

Tabelle 4-5: Kriterienkatalog -Teil 3 Ökologische Dimension

4.1.1.4 Teil 4: Markt/Ökonomische Dimension

Lf.-Nr.	Kriterium	Definition / Begriffsbestimmung
1	Spezifische Investitionskosten (gesamt)	Angaben (falls vorhanden) nur laut Datenblatt bzw. Auskunft des Herstellers.

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

	[€/kW _{el}]	
2	Spezifische Stromgestehungskosten [€cent/kWh _{el}]	Angaben (falls vorhanden) nur laut Datenblatt bzw. Auskunft des Herstellers.
3	Spezifische Betriebs- und Wartungskosten [€cent/kWh _{el}]	Angaben (falls vorhanden) nur laut Datenblatt bzw. Auskunft des Herstellers.
4	Einspeisetarif [€cent/kWh _{el}]	Angaben (falls vorhanden) nur laut Datenblatt bzw. Auskunft des Herstellers.
5	Ökonomische Amortisation [a]	Angaben (falls vorhanden) nur laut Datenblatt bzw. Auskunft des Herstellers.

Tabelle 4-6: Kriterienkatalog -Teil 4 Markt / Ökonomische Dimension

4.2 Erzeugungstechnologien

4.3 Fossil-befeuerte KWK-Prozesse

Es gibt eine Reihe von Konzepten, die es ermöglichen, einen Prozess auf Basis einer fossil befeuerten Kraft-Wärme-Kopplung durchzuführen.

Die wichtigsten Arten von Anlagen sind in der folgenden Abbildung zusammengefasst.

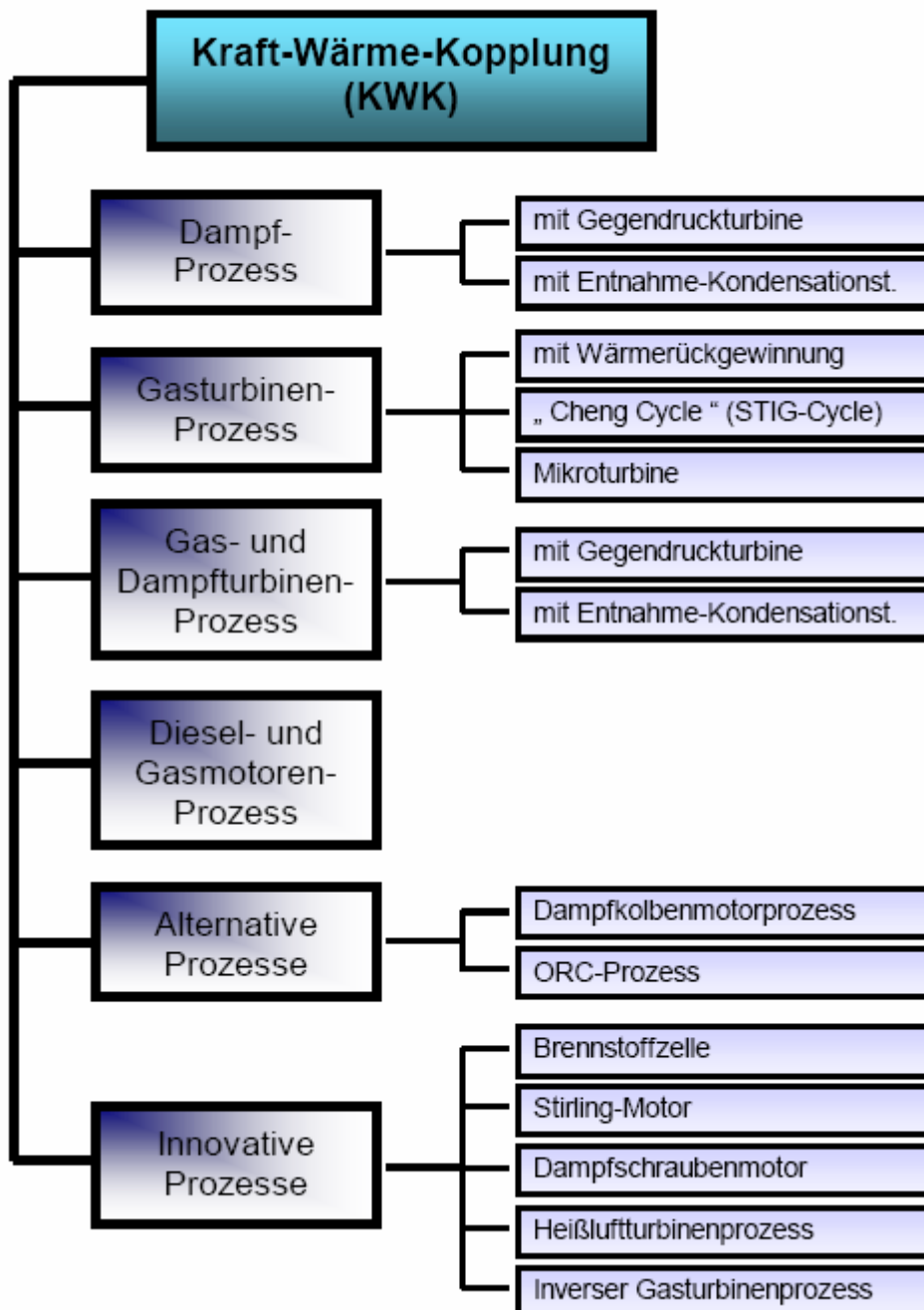


Abbildung 4-1: Fossil befeuerte KWK-Prozesse [29]

4.3.1 Ausführungsvarianten für ein BHKW

Der Mikrogasturbinenprozess, die Brennstoffzelle sowie auch der Gas- und Dieselmotorprozess sind typische Vertreter dezentraler Anlagen, die als Blockheizkraftwerk (BHKW) ausgeführt werden können.

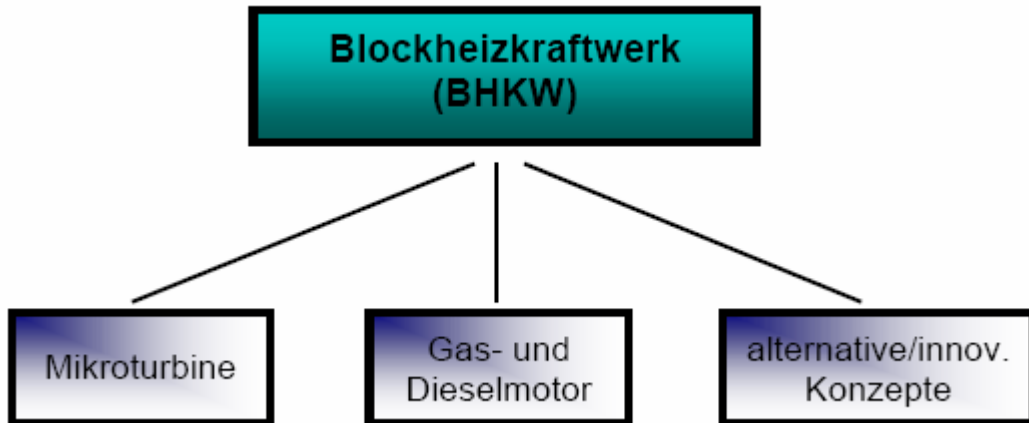


Abbildung 4-2: Ausführungsvarianten für ein BHKW [29]

4.3.2 Dampfturbinen-Prozess

Verweis: Alle in diesem Abschnitt gemachten Angaben beziehen sich auf Quelle [29]

Grundprinzip:

Umwandlung von mechanischer Energie (Turbine) in elektrische Energie durch den Generator.

Verwendung der Wärmeenergie des Turbinenaustrittsdampfes zur Bereitstellung von Wärme.

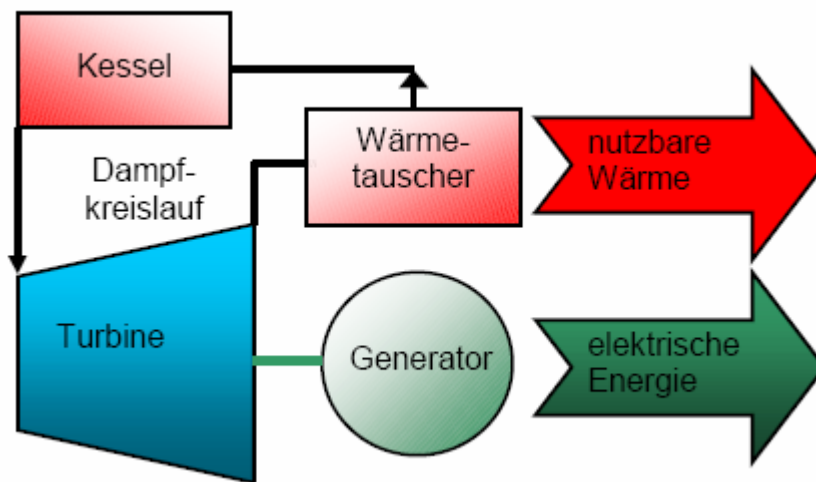


Abbildung 4-3: Prinzip der KWK mit Dampfturbinenprozess (Gegendruck) [29]

Hauptkomponenten:

Die Hauptkomponenten im Dampfturbinenprozess sind die Feuerungsanlage, der Kessel mit Überhitzer, die Turbine, der Kondensator, die Speisewasserpumpe und der Generator.

Prozessbeschreibung:

Wasser wird im Kessel verdampft und anschließend im Überhitzer auf die gewünschte Temperatur gebracht. Dieser Frischdampf strömt dann durch die Turbine, welche den Generator zur Stromerzeugung antreibt. Der aus der Turbine austretende Dampf kondensiert im Kondensator und wird durch die Speisewasserpumpe auf den Prozessdruck gebracht und dem Kessel zugeführt, wodurch der Kreislauf geschlossen ist. Als Kühlmedium im Kondensator wird meistens Flusswasser oder Umgebungsluft verwendet, wodurch die freiwerdende Kondensationswärme ungenutzt bleibt. Zur Nutzung dieser Abwärme gibt es eine Reihe von verschiedenen Schaltungen, die es ermöglichen die anfallende Wärme zu nutzen. Entscheidend ist jedoch, dass für die Wärmenutzung ein höheres Druck- bzw. Temperaturniveau des Abdampfes notwendig ist.

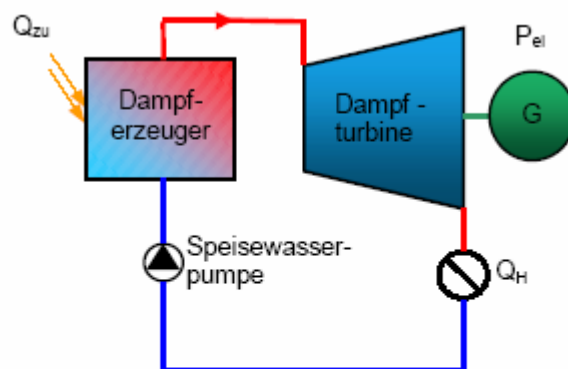
Bei KWK-Anlagen basierend auf dem Dampfturbinenprozess werden zwei grundlegende Typen unterschieden:

- Dampfprozess mit einer Gegendruckturbine
- Dampfprozess mit Entnahme-Kondensationsturbine

Dampfturbinenprozess mit Gegendruckturbine (back-pressure steam turbine)

Funktionsweise

Der im Kessel erzeugte Heißdampf wird in einer Turbine bis auf den Gegendruck, der sich durch die gewünschte Temperatur der Prozesswärme ergibt, entspannt (Gegendruckturbine) und verrichtet dabei mechanische Arbeit am Generator. Der Generator wandelt die mechanische Energie in elektrische Energie um. Im Anschluss an die Turbine befinden sich Wärmetauscher, über welche die noch vorhandene Wärmemenge des Dampfes durch Kondensation an ein anderes Medium (z.B. Wasser) übertragen wird. Diese Wärmemenge kann jetzt weiter genützt werden. Der kondensierte Dampf (Wasser als Kondensat bezeichnet) wird dann über die Wasseraufbereitung mittels einer Speisewasserpumpe wieder dem Dampferzeuger zugeführt, der Kreislauf beginnt wieder von neuem. Die Regelung erfolgt durch Ventile vor der Dampfturbine. Diese Variante wird vor allem dort verwendet, wo ständig ein mehr oder weniger konstanter Wärmebedarf vorhanden ist.



P_{ei} elektrische Leistung
 Q_H Wärmeverbraucher
 Q_{zu} Zugeführte Wärme

— Speisewasser
— Dampf
— Welle

G Generator

Abbildung 4-4: Dampfprozess mit Gegendruckturbine [29]

Dampfturbinenprozess mit Entnahme-Kondensationsturbine (extraction type steam turbine)

Funktionsweise

Die Funktionsweise ist ähnlich dem Prozess mit Gegendruckturbine, jedoch mit dem Unterschied, dass hier der Entnahmedampf für die Wärmeerzeugung nicht am Ende, sondern im Mittelteil der Turbine entnommen wird. Dies hat den Vorteil, dass die Strom- bzw. Wärmeerzeugung den jeweiligen Erfordernissen angepasst werden kann. Durch Ventile kann an der Entnahmestelle der Entnahmedruck eingestellt werden, sodass auch im Teillastbetrieb die gewünschten Dampfzustände für die Wärmeerzeugung eingehalten werden können. Dies ist der Vorteil gegenüber der Anzapfturbine, bei der die Anzapfzustände mit dem Lastpunkt variieren. Bei großem Wärmebedarf kann der gesamte Dampf an der Entnahmestelle für die Wärmeerzeugung entnommen werden, bei fehlendem Wärmebedarf kann dieser Turbinentyp wie eine herkömmliche Kondensationsturbine betrieben werden. Dazwischen sind durch die Ventilregelung entsprechende gemischte Betriebsweisen möglich.

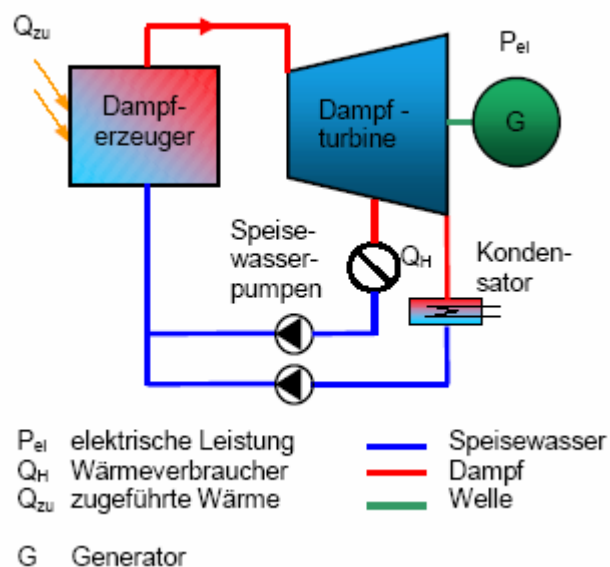


Abbildung 4-5: Dampfprozess mit Entnahme-Kondensationsturbine [29]

Anmerkung: Der folgende Kriterienkatalog unterscheidet sich zum Basiskatalog, wie er in Kapitel 4 dargestellt ist dadurch, dass er um jene Kriterien bzw. Kenngrößen gekürzt wurde, für welche keine Werte ermittelt werden konnten.

Nochmals sei darauf hingewiesen, dass es sich bei den, in den Kriterienkatalogen **grün und fett** eingetragenen Werten, um spezifische (Leistungs-)Daten und Informationen handelt, wie sie durch die Verfeuerung von regenerativen Brennstoffen (Primärenergieträgern), wie z.B. Biomasse, auftreten.

Teil 1: Allgemeine Informationen/Kriterien

Kriterienkatalog: Dampfturbinenprozess mit Gegendruckturbine bzw. Entnahmekondensationsturbine				
1	Dezentrale Erzeugungseinheit / Technologie	Dampfturbinen-Prozess	mit Gegendruckturbine (bevorzugt bei Biomasseinsatz)	mit Entnahme-Kondensations-Turbine
2	Charakteristika	Wasser wird im Kessel verdampft und anschließend im Überhitzer auf die gewünschte Temperatur gebracht. Dieser Frischdampf strömt dann durch die Turbine, welche den Generator zur Stromerzeugung antreibt. Der aus der Turbine austretende Dampf kondensiert im Kondensator und wird durch die Speisewasserpumpe auf den Prozessdruck gebracht und dem Kessel zugeführt, wodurch der Kreislauf geschlossen ist.	Der im Kessel erzeugte Heißdampf wird in einer Turbine bis auf den Gegendruck, der sich durch die gewünschte Temperatur der Prozesswärme ergibt, entspannt (Gegendruckturbine) und verrichtet dabei mechanische Arbeit am Generator.	Durch Ventile kann an der Entnahmestelle der Entnahmedruck eingestellt werden, sodass auch im Teillastbetrieb die gewünschten Dampfzustände für die Wärmeerzeugung eingehalten werden können.
3	Primärenergieträger / Brennstoffe (Möglich, Nicht möglich)			
	Erdöl	Möglich (bevorzugt)		

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

Erdgas	Möglich		
Braunkohle	Möglich (bevorzugt)		
Steinkohle	Möglich (bevorzugt)		
(Müll)	Möglich (bevorzugt)		
Wasserstoff	Möglich		
Methanol	Möglich		
Wasser	Nicht möglich		
Solarenergie	Nicht möglich		
Wind	Nicht möglich		
Biomasse fest	Möglich (bevorzugt)		
Biomasse flüssig	Möglich		
Biogas	Möglich		
Deponiegas	Möglich		
Klärgas	Möglich		
Geothermie	Nicht möglich		

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

4	Prognostizierbarkeit	Gut bis sehr gut		
	Sehr gut			
	Gut			
	Neutral			
	Schlecht			
	Sehr schlecht			
5	Anwendung(en), Einsatzgebiete	Dezentral oder zentral Industrie und Energieversorgungsgesellschaften	Bevorzugt für dezentrale KWK-Anwendungen	
6	Nutzung der (Ab-)Wärme (bei KWK)	Prozess- oder Fernwärme		
7	Standort / Einsatzort / Situierung (ländlicher Raum, Stadt, Siedlung,...) -> verbraucher- oder erzeugerorientiert	Stadtnähe verbraucherorientiert	Erzeugerorientiert	
8	Technologie- Entwicklungsstand	Marktreife bis Marktdurchdringung		
	Labor			

	Pilot			
	Demonstration			
	Marktreife			
	Marktdurchdringung			

Teil 2: Technologie

Technische Auslegung/Konzeption

Dieses Unterkapitel konzentriert sich auf die *konzipierten* technischen (Leistungs-)Daten im Gegensatz zu den betrieblichen (Leistungs-) Daten, angeführt im nächsten Unterkapitel.

Kriterienkatalog: Dampfturbinenprozess mit Gegendruckturbine bzw. Entnahmekondensationsturbine				
1	Elektrische Nennleistung / Dauerleistung / Engpassleistung / Elektrischer Nenn- Leistungsbereich [kW _{el} , MW _{el}]		~0,05 – 30 MW _{el} und größer 150 kW_{el} – 5 MW_{el}	~0,05 – 10 MW _{el} und größer
5	Wärmeauskopplungsfähig	Ja		

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

	(Ja, Nein) Ausführung als BHKW (Möglich, Nicht möglich)	Nicht möglich		
6	Betriebsweise (strom- und/oder wärmegeführt)	Strom- oder wärmegeführt. Sehr häufig sind Dampfturbinen an einer Schiene angeordnet, sodass je nach Strombedarf eine oder mehrere Maschinen in Betrieb sind. Dadurch ist es möglich, die Turbinen nahe dem optimalen Betriebspunkt zu betreiben	Wärmegeführt Konstanter und ständiger Wärmebedarf (da geringe Möglichkeiten der Regelung)	Stromgeführt Variabler Strom- und Wärmebedarf
7	Konzipierte max. Ausnutzungsdauer / Jahresvolllaststunden / Volllaststundenzahl [h/a]	Bis 8.000 h/a		
9	Temperaturniveau des Arbeitsmittels (Eintritts- und Austrittstemperatur[°C], Differenz [K])	ETT ~ 400 – 550 °C		
10	Konzipierter elektrischer (Anlagen-) Wirkungsgrad (bei Volllast im Jahresdurchschnitt) [in % oder	10 - 40 %	Bis 30 % 8 – 18 %	40 %

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

	Dezimalen]			
11	Konzipierter Gesamtwirkungsgrad / Anlagenwirkungsgrad / Brennstoffausnutzungsgrad (bei Vollast im Jahresdurchschnitt) [in % oder Dezimalen]	60 – 85 %	Bis 80 %	~ 60%
13	Teillastverhalten, Teillastwirkungsgrad [%]	Gutes Teillastverhalten	Bei Drosselregelung und halber Last 75 %	
14	Leistungsregelung	Über ein Drosselventil vor der Turbine, welches den Dampfdruck im Zustrom regelt. Oder über eine Düsengruppenregelung, bei der einzelne Düsen vor dem ersten Laufrad (Regelrad) zu- oder weggeschaltet werden können und somit den Massendurchsatz durch die übrigen Stufen und damit die Leistung der Turbine regeln.	Geringere Möglichkeiten der Regelung	
15	Anlaufzeit [min], [h]	1 – 24 h		
16	Lebensdauer der Anlage	25 - >50 a		

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

	[h], [a]			
17	Wartungsintervalle [h]	Überprüfung 1x/Woche, größere Revision ca. alle 5 Jahre (Dauer etwa eine Woche)	3 h wöchentlich	
18	Energierückflusszeit (energetische Amortisation) [a]	~ 0,25 Jahre (gilt nur für die Errichtung der Erzeugungseinheit)		
19	Erntefaktor	~ 120 (ohne Berücksichtigung der Betriebsmittel)		

Betriebliche (Leistungs-)Daten

Gefragt sind reale Leistungsdaten

Kriterienkatalog: Dampfturbinenprozess mit Gegendruckturbine bzw. Entnahmekondensationsturbine				
12	(Zeit-)Verfügbarkeit (Availability) [%]	Nahezu 100 %		
13	Heat Rate = spezifischer Wärmeverbrauch [kJ/kWh _{el}]	18.000 kJ/kWh _{el}		
14	Stromkennzahl	0,1 - 0,5	0,45	0,45

Einspeisecharakteristik

Kriterienkatalog: Dampfturbinenprozess mit Gegendruckturbine bzw. Entnahmekondensationsturbine				
1	Form des Netzanschlusses (Betriebsführung):			
	Notstrom bzw. Ersatzstromerzeugung (Anlaufzeit < 1 min)	Nicht möglich		
	Schwarzstart (ohne anliegende Spannung)	Nicht möglich		
	Inselbetrieb	Möglich		
2	Um-/Wechselrichter	Nein		
3	Stromerzeugungstechnologie (Generatorart)	Synchrongeneratoren		

Teil 3: Ökologische Dimension

Ökologische Daten

Kriterienkatalog: Dampfturbinenprozess mit Gegendruckturbine bzw. Entnahmekondensationsturbine				
1	Luftschadstoff- und Treibhausgasemissionen: CO₂ CH₄ SO₂ NO_x PM10 TSP [t/a], [mg/Nm ³], [kg/MWh _{el}]	Ca. 450 – 600 mgNO _x /Nm ³ (bei 1 MW _{el})		
3	Sonstige Einflüsse: Lärm [dBA]		91 – 94 dBA (ohne Schalldämmung)	

Teil 4: Markt/Ökonomische Dimension

Kriterienkatalog: Dampfturbinenprozess mit Gegendruckturbine bzw. Entnahmekondensationsturbine				
1	Spezifische Investitionskosten (gesamt) [€/kW _{el}]	700 – 1.800 €/kW _{el} (größenabhängig)	Mehrinvestitionen ~ 1.400 €/kW_{el} (bei 700 kW_{el})	
2	Spezifische Stromgestehungskosten [€cent/kWh _{el}]	2,5 – 12,0 €cent/kWh _{el}	6 €cent/kWh_{el}	
3	Spezifische Betriebs- und Wartungskosten [€cent/kWh _{el}]	0,2 – 1,5 €cent/kWh _{el} (es muss immer ein Dampfwärter anwesend sein)	1,25 €cent/kWh_{el}	

Literaturverweise für Kriterienkatalog Dampfturbinen-Prozess: [29], [30], [31], [32], [33], [34]

4.3.3 Gasturbinen-Prozess

Verweis: Alle in diesem Abschnitt gemachten Angaben beziehen sich auf Quelle [29]

Grundprinzip:

Umwandlung von mechanischer Energie (Turbine) in elektrische Energie durch den Generator.

Verwendung der heißen Turbinenaustrittsgase zur Bereitstellung von Wärme.

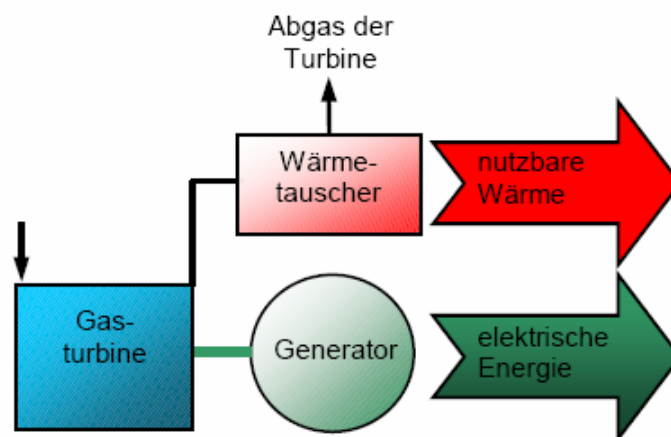


Abbildung 4-6: Grundprinzip der KWK mit Gasturbinenprozess [29]

Hauptkomponenten:

Wesentliche Teile sind der Verdichter für Verbrennungsluft, die Brennkammer für flüssigen oder gasförmigen Brennstoff, die Expansionsturbine, der Wärmetauscher und der Generator.

Prozessbeschreibung

Aus der Umgebung angesaugte Luft wird im Verdichter komprimiert und anschließend der Brennkammer zugeführt, wo unter der Zugabe von Brennstoff (Gas, Öl,...) eine Verbrennungsreaktion stattfindet. Das durch die Verbrennung entstehende Rauchgas wird in einer Turbine entspannt. Die Turbine treibt einerseits den Verdichter und andererseits den für die Stromerzeugung notwendigen Generator an. Das Abgas verlässt mit einer Temperatur von ungefähr 400-600 °C die Turbine und tritt beim einfachen Gasturbinenprozess ohne weitere Nutzung ins Freie. Will man diese Wärme noch zusätzlich nutzen so benötigt man im allgemeinen einen Wärmetauscher, welcher die Wärmeenergie auf ein anderes Medium (meist Wasser) überträgt. Es gibt dafür verschiedene Schaltungen, die im Folgenden näher beschrieben werden.

Gasturbinenprozess mit Wärmerückgewinnung

Funktionsweise

Bei diesem Prozess wird der Wärmeinhalt der Turbinenabgase vollständig zur Bereitstellung von Wärme verwendet. Diese Wärme steht nun für Heizzwecke, Trocknungsprozesse oder sonstige Prozesse (z.B. Absorptionskälteanlagen), bei denen Wärme benötigt wird, zur Verfügung.

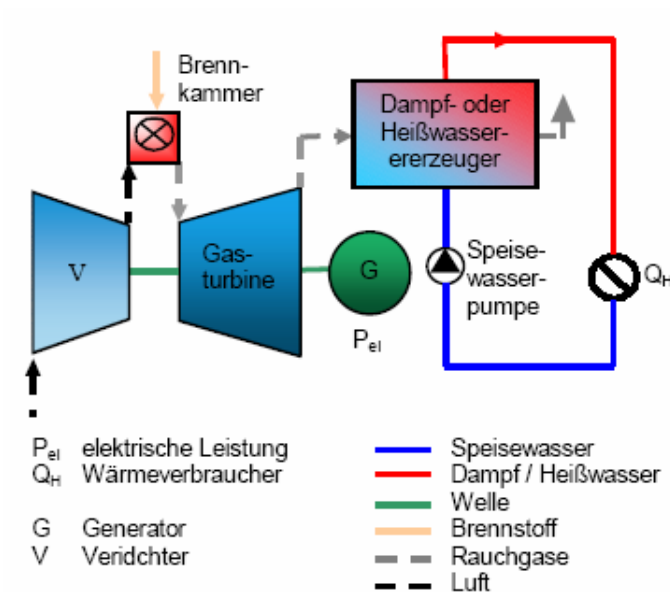


Abbildung 4-7: Gasturbinenprozess mit Wärmerückgewinnung [29]

Cheng Cycle (STIG – Cycle)

Funktionsweise

Eine weitere Variante des Gasturbinenprozesses mit Abwärmenutzung bietet der sogenannte Cheng-Cycle oder STIG-Cycle (Steam Injected Gas Turbine). Wie der Name sagt, wird ein Teil des erzeugten Dampfes in die Brennkammer und in die Turbine eingespeist, wodurch die Leistung und der elektrische Wirkungsgrad der Gasturbine stark gesteigert wird. Dies erlaubt auch eine Anpassung an den Wärmebedarf der Anlage, da je nach Bedarf mehr oder weniger Dampf in die Gasturbine eingespeist werden kann.

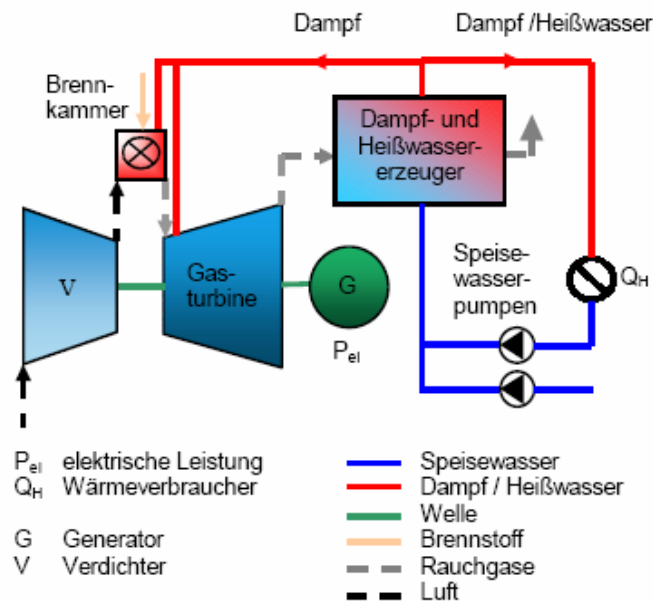


Abbildung 4-8: Cheng-Cycle [29]

HAT (Humid Air Turbine)

An der Lund Universität in Schweden wurde ein Laboratorium errichtet in dem zur Zeit die weltweit einzige Demonstrationsanlage einer Humid Air Turbine steht.

Grundlagen

Die Demonstrationsanlage basiert auf einer VT 600 Volvo Gasturbine, bei der ein einstufiger Kompressor, die zweistufige Expansionsturbine sowie der Generator auf einer Welle montiert sind (single-shaft). Die Maschine ist als Kleinkraftwerk ausgelegt, zur kombinierten Erzeugung von Strom und Wärme (KWK). Die Standardnennleistung der eingesetzten Turbine beträgt 600 kW bei einem Wirkungsgrad von 22 %.

In einem HAT-Kreislauf hat diese Turbine eine Leistung von 900 kW und eine Wirkungsgard von 37 %. Der NO_x-Ausstoß reduziert sich um 95 % gegenüber der Standardversion und liegt in einem Bereich von etwa 5 ppm bei 15 % Restsauerstoffgehalt.

Die Turbineneintrittstemperatur bei Nennleistung ist ungefähr 1000 ° C, das Druck-Verhältnis ist ungefähr 8, und der Eintrittsluftstrom beträgt 3.4 kg/s. Das Getriebe reduziert die Turbinendrehzahl von 38.396 U/min auf 1.500 U/min. Der Gasturbinendrehzahlregler kontrolliert mittels hydraulischer Motorbremse die Drehzahl der Gasturbine.

Die Brennkammer ist für eine Verbrennung mit feuchter Luft (absolute Luftfeuchtigkeit von 18 %) modifiziert worden. Die modifizierte Brennkammer ist etwa 1 Meter lang und hat drei Extraflansche. Ein Flansch wird verwendet, um die Druckluft abzuzapfen, einer für die Abgase, und einer für den Einlass der vorgewärmten befeuchteten Luft.

Hauptkomponenten:

Wesentliche Teile sind der einstufige Verdichter, die zweistufige Gasturbine, der Rekuperator, der Luftbefeuchtungsturm, der Economiser zur Heißwassererzeugung und der Abgaskondensator. [35]



Abbildung 4-9: Die erste Humid Air Turbine der Welt; 600 kW, 3,5 kg/s Luftstrom, Druckverhältnis 8 [35]

Anmerkung: Der folgende Kriterienkatalog unterscheidet sich zum Basiskatalog, wie er in Kapitel 4 dargestellt ist dadurch, dass er um jene Kriterien bzw. Kenngrößen gekürzt wurde, für welche keine Werte ermittelt werden konnten.

Nochmals sei darauf hingewiesen, dass es sich bei den, in den Kriterienkatalogen **grün und fett** eingetragenen Werten, um spezifische (Leistungs-)Daten und Informationen handelt, wie sie durch die Verfeuerung von regenerativen Brennstoffen (Primärenergieträgern), wie z.B. Biomasse, auftreten.

Teil 1: Allgemeine Informationen/Kriterien

Kriterienkatalog: Gasturbinenprozess mit Wärmerückgewinnung, Cheng-Cycle, Humid Air Turbine				
1	Dezentrale Erzeugungseinheit / Technologie	Gasturbinen-Prozess (aeroderivative) mit Wirbelschichtvergasung	Cheng-Cycle (STIG-Cycle)	HAT (Humid Air Turbine)
2	Charakteristika	Aus der Umgebung angesaugte Luft wird im Verdichter komprimiert und anschließend der Brennkammer zugeführt, wo unter der Zugabe von Brennstoff (Gas, Öl,...) eine Verbrennungsreaktion stattfindet. Das durch die Verbrennung entstehende Rauchgas wird in einer Turbine entspannt. Die Turbine treibt einerseits den Verdichter und andererseits den für die Stromerzeugung notwendigen Generator an.	Die Leistung und der elektrische Wirkungsgrad der Gasturbine werden durch die Einspeisung eines Teils des erzeugten Dampfes in die Brennkammer und in die Turbine deutlich gesteigert.	Dieser Prozess ist dem Cheng- bzw. STIG-Cycle sehr ähnlich, allerdings wird der Dampf der verdichteten Luft hier über Verdunstung zugeführt. Vom HAT-Prozess werden Wirkungsgrade erwartet, die im Bereich derer von GuD-Anlagen liegen.
3	Primärenergieträger / Brennstoffe (Möglich, Nicht möglich)	Anmerkung: Der Einsatz jener Primärenergieträger, welche mit einem Fragezeichen gekennzeichnet sind, ist zwar theoretisch möglich, jedoch in der Praxis nicht üblich.		
	Erdöl	Möglich (bevorzugt)		
	Erdgas	Möglich (bevorzugt)		

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

	Braunkohle	Möglich ?		
	Steinkohle	Möglich ?		
	(Müll)	Nicht möglich		
	Wasserstoff	Möglich		
	Methanol	Möglich		
	Wasser	Nicht möglich		
	Solarenergie	Nicht möglich		
	Wind	Nicht möglich		
	Biomasse fest	Möglich ?		
	Biomasse flüssig	Möglich ?		
	Biogas	Möglich		
	Deponiegas	Möglich		
	Klärgas	Möglich		
	Geothermie	Nicht möglich		
4	Prognostizierbarkeit	Gut bis sehr gut		

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

	Sehr gut			
	Gut			
	Neutral			
	Schlecht			
	Sehr schlecht			
5	Anwendung(en), Einsatzgebiete	Dezentral oder Zentral für Spitzenlast und Reserveleistung Industrie und Institutionen (Strom, Fernwärme),		
6	Nutzung der (Ab-)Wärme (bei KWK)	Prozess- oder Fernwärme		
7	Standort / Einsatzort / Situierung (ländlicher Raum, Stadt, Siedlung,...) -> verbraucher- oder erzeugerorientiert	Stadtnähe Verbraucherorientiert Erzeugerorientiert		
8	Technologie- Entwicklungsstand	Marktreife bis Marktdurchdringung	Marktreife	Pilotstadium
	Labor	Demonstration bis Marktreife		

	Pilot			
	Demonstration			
	Marktreife			
	Marktdurchdringung			

Teil 2: Technologie

Technische Auslegung/Konzeption

Dieses Unterkapitel konzentriert sich auf die *konzipierten* technischen (Leistungs-)Daten im Gegensatz zu den betrieblichen (Leistungs-)Daten, angeführt im nächsten Unterkapitel.

Kriterienkatalog: Gasturbinenprozess mit Wärmerückgewinnung, Cheng-Cycle, Humid Air Turbine				
1	Elektrische Nennleistung / Dauerleistung / Engpassleistung / Elektrischer Nenn- Leistungsbereich [kW _{el} , MW _{el}]	30 kW _{el} bis ~ 260 MW _{el} > 1.000 kW_{el}		900 kW _{el}
5	Wärmeauskopplungsfähig	Ja		

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

	(Ja, Nein) Ausführung als BHKW (Möglich, Nicht möglich)	Möglich		
6	Betriebsweise (strom- und/oder wärmegeführt)	Strom- oder wärmegeführt (für relativ konstante Wärmeabführung)	Je nach Wärmebedarf wird mehr oder weniger Dampf eingedüst (bessere Entkopplung von Strom- und Wärmeerzeugung)	
7	Konzipierte max. Ausnutzungsdauer / Jahresvolllaststunden / Volllaststundenzahl [h/a]	> 6.000 h/a möglich		
9	Temperaturniveau des Arbeitsmittels (Eintritts- und Austritts- temperatur [°C], Differenz [K])	TIT ~ 1.200 °C Turbinenaustrittstemperatur 400 – 600 °C		TIT ~ 1.000 °C
10	Konzipierter elektrischer (Anlagen-) Wirkungsgrad (bei Volllast im Jahresdurchschnitt) [in % oder Dezimalen]	25 – 35 % 20 – 25 %		37 %
11	Konzipierter Gesamt-	70 – 92 %		

	<p>wirkungsgrad / Anlagenwirkungsgrad / Brennstoffausnutzungsgrad (bei Vollast im Jahresdurchschnitt) [in % oder Dezimalen]</p>	<p>75 – 80 %</p>		
13	<p>Teillastverhalten, Teillastwirkungsgrad [%]</p>	<p>Schlechter Teilwirkungsgrad (bei 50% Last Rückgang von 30% auf 24% eta ; bei 20% Last nur mehr 15% eta)</p> <p>Teillastbetrieb nur bis 70% der Nennlast möglich (85 % Teillastwirkungsgrad)</p>		
14	<p>Leistungsregelung</p>	<p>Die Regelung der Gasturbine erfolgt meist durch die eingespritzte Brennstoffmenge in die Brennkammer der Turbine oder über die IGVs (inlet guide vanes). Für die Abdeckung von erhöhtem Wärmebedarf ist im allgemeinen eine Zusatzfeuerung im Abhitzeessel vorhanden.</p>	<p>Erfolgt durch die Brennstoffzufuhr in die Brennkammer und durch die Variation der eingespritzten Dampfmenge in die Turbine oder über die IGVs (inlet guide vanes).</p> <p>Die Regelung der abgegebenen Wärmemenge erfolgt durch die Variation der eingespritzten</p>	

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

			Dampfmenge in die Turbine.	
15	Anlaufzeit [min], [h]	Schnelle Anlaufzeit 10 min bis 1 h 8 – 9 h		
16	Lebensdauer der Anlage [h], [a]	15 – 20 Jahre 25 Jahre		
17	Wartungsintervalle [h]	geringe Wartung > 4.000 h; Revision nach 25.000 h		
18	Energierückflusszeit (energetische Amortisation) [a]	~ 0,20 Jahre (gilt nur für die Errichtung der Erzeugungseinheit)		
19	Erntefaktor	~ 130 (ohne Berücksichtigung der Betriebsmittel)		

Betriebliche (Leistungs-)Daten

Gefragt sind reale Leistungsdaten

Kriterienkatalog: Gasturbinenprozess mit Wärmerückgewinnung, Cheng-Cycle, Humid Air Turbine				
12	(Zeit-)Verfügbarkeit (Availability) [%]	Vergleichbar mit Dampfturbinen-Prozess > 95 % 94 – 97 %		
13	Heat Rate = spezifischer Wärmeverbrauch [kJ/kWh _{el}]	10.300 kJ/kWh _{el}		
14	Stromkennzahl	0,2 – 0,8 (0,55 lt EU-KWK-RL) 0,33 – 0,5		

Einspeisecharakteristik

Kriterienkatalog: Gasturbinenprozess mit Wärmerückgewinnung, Cheng-Cycle, Humid Air Turbine				
---	--	--	--	--

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

1	Form des Netzanschlusses (Betriebsführung):			
	Notstrom bzw. Ersatzstromerzeugung (Anlaufzeit < 1 min)	Möglich		
	Schwarzstart (ohne anliegende Spannung)	Möglich		
	Inselbetrieb	Möglich		
2	Um-/Wechselrichter	Nein		
3	Stromerzeugungstechnologie (Generatorart)	Synchrongeneratoren		

Teil 3: Ökologische Dimension

Ökologische Daten

Kriterienkatalog: Gasturbinenprozess mit Wärmerückgewinnung, Cheng-Cycle, Humid Air Turbine				
1	Luftschadstoff- und Treibhausgasemissionen: CO₂ CH₄ SO₂ NO_x PM10 TSP [t/a], [mg/Nm ³], [kg/MWh _{el}]	CO ₂ : 580 - 680 kg/MWh _{el} NO _x : 0,3 - 0,5 kg/MWh _{el}		
3	Sonstige Einflüsse: Lärm [dBA]	Laut		

Teil 4: Markt/Ökonomische Dimension

Kriterienkatalog: Gasturbinenprozess mit Wärmerückgewinnung, Cheng-Cycle, Humid Air Turbine				
1	Spezifische Investitionskosten (gesamt) [€/kW _{el}]	800 – 1.800 €/kW _{el} Mehrinvestitionskosten ~3.000 €/kW_{el} (bei 1.000 kW_{el})		
2	Spezifische Stromgestehungskosten [€cent/kWh _{el}]	3 – 8 €cent/kWh _{el} 11 €cent/kWh_{el} (bei 1.000 kW_{el})		
3	Spezifische Betriebs- und Wartungskosten [€cent/kWh _{el}]	0,4 – 1 €cent/kWh _{el} 2,5 €cent/kWh_{el} (bei 1.000 kW_{el})		

Literaturverweise für Kriterienkatalog Gasturbinen-Prozess: [29], [32], [35], [36], [37], [38], [39]

4.3.4 Mikrogasturbine (rekuperativ)

Verweis: Alle in diesem Abschnitt gemachten Angaben beziehen sich auf Quelle [29]

Funktionsweise

Der Unterschied zum Gasturbinenprozess mit Wärmerückgewinnung liegt darin, dass durch die Kompaktheit der Anlage eine Blockbauweise möglich ist. Diese Mikroturbinenanlage kann daher ebenfalls als BHKW angesehen werden. Durch die kleine Bauweise ist jedoch der elektrische Wirkungsgrad der Anlage relativ gering ($\sim 15\text{-}25\%$). Um einen guten elektrischen Wirkungsgrad trotz niedriger Spitztemperaturen zu erzielen, wird in der Regel ein Wärmetauscher zur Verbrennungsluftvorwärmung (Rekuperator) mit Hilfe des heißen Turbinenabgases verwendet. In einem weiteren Wärmetauscher wird dann Prozesswärme gewonnen. Falls der erste Wärmetauscher weggeschaltet werden kann, kann die abgegebene Prozesswärme bei Bedarf auf Kosten des elektrischen Wirkungsgrades erhöht werden. Dies ermöglicht eine sehr gute Anpassung an variablem Wärmebedarf.

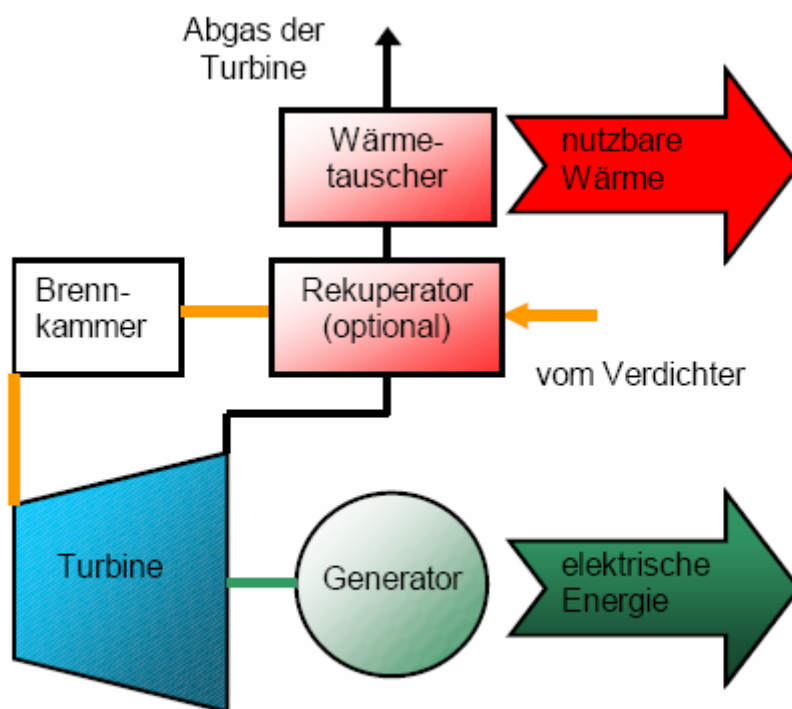


Abbildung 4-10: Schema einer Mikrogasturbine [29]

Neben den Blockheizkraftwerken (BHKW), ausgerüstet mit Gas- oder Dieselmotoren, beginnt sich in letzter Zeit die Mikroturbine als weitere Variante eines BHKWs durchzusetzen. Werden auf der Abwärmseite hohe Temperaturen gefordert, so stellt die Mikroturbine die sinnvollere Lösung dar.

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

Abbildung 4-11 zeigt das Temperaturniveau, bei dem die Wärme zur Verfügung steht, für verschiedene Konzepte. Bei gleicher elektrischer Leistung von Gasturbine und Verbrennungskraftmaschine fallen daher bei der Gasturbine größere Wärmemengen an, die bei der Auslegung zu berücksichtigen sind.

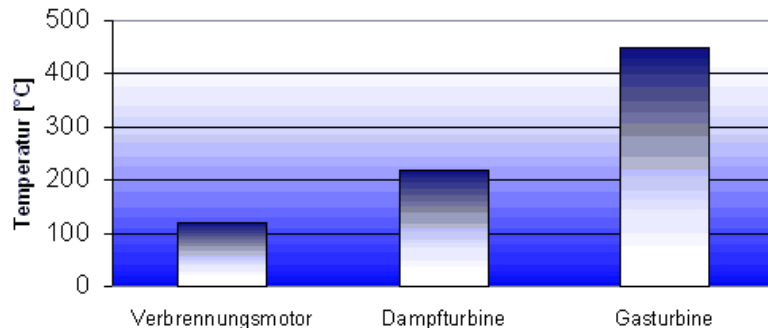


Abbildung 4-11: Temperaturniveau der bereitgestellten Wärme [29]

Hauptkomponenten

Die wesentlichen Komponenten einer stationären Gasturbinenanlage sind Verdichter, Brennkammer, Turbine und speziell bei Mikrogasturbinen ein Rekuperator. Für den Einsatz als Blockheizkraftwerk (BHKW) ist ein zusätzlicher Wärmetauscher erforderlich.

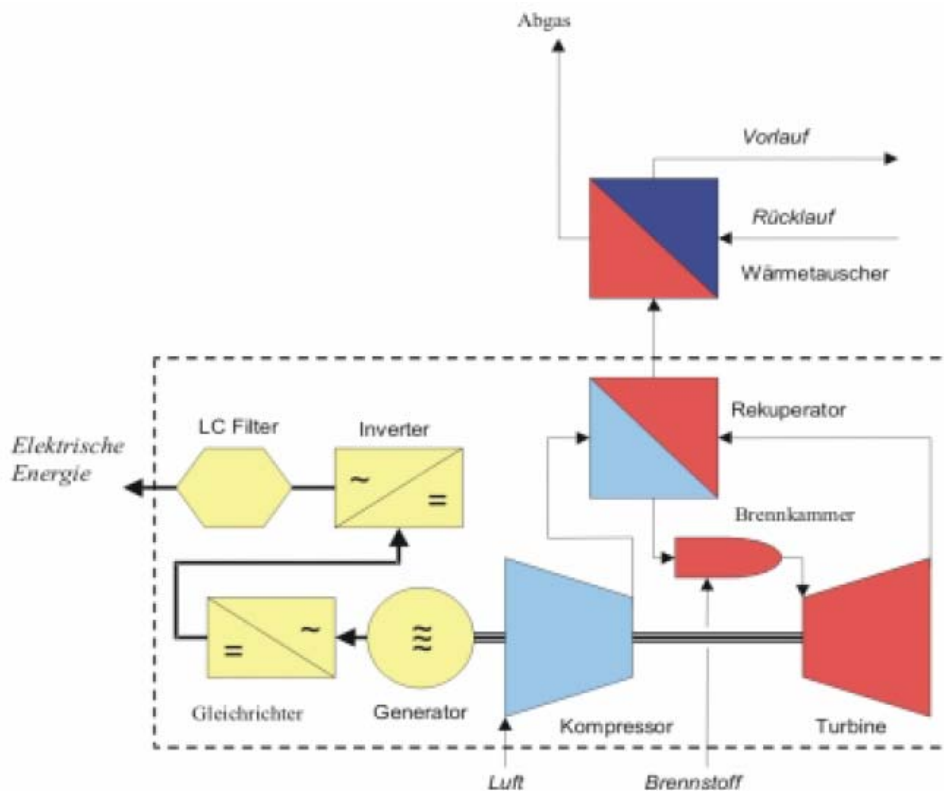


Abbildung 4-12: Schaltbild einer Mikrogasturbine [40]

Ausblick

Um Biogase einzusetzen, ist eine Druckerhöhung notwendig, um den Druck der verdichteten Luft nach dem Rekuperator zu erreichen. Unbedingt notwendig ist zudem eine Trocknung des Brenngases. Auf jeden Fall problematisch ist der Anteil von Schwefelwasserstoff im Biogas. Die Brennkammer muss schwefelresistent gebaut werden. Dann kann zwar H₂S in größeren Mengen (bis 7.000 ppm) verkraftet werden, jedoch sind z.B. Siloxane oder Ammoniak kritisch. Insbesondere Siloxane führen auch bei den Verbrennungsmotoren zu erheblichen Schäden. Je nach Herkunft und Zusammensetzung des Substrates muss eine Beseitigung der Siloxane sichergestellt sein. Zur Entfernung wird das Brenngas unterkühlt, die Siloxane werden über das Kondensat abgeführt. [41]

Anmerkung: Der folgende Kriterienkatalog unterscheidet sich zum Basiskatalog, wie er in Kapitel 4 dargestellt ist dadurch, dass er um jene Kriterien bzw. Kenngrößen gekürzt wurde, für welche keine Werte ermittelt werden konnten.

Nochmals sei darauf hingewiesen, dass es sich bei den, in den Kriterienkatalogen **grün und fett** eingetragenen Werten, um spezifische (Leistungs-)Daten und Informationen handelt, wie sie durch die Verfeuerung von regenerativen Brennstoffen (Primärenergieträgern), wie z.B. Biomasse, auftreten.

Teil 1: Allgemeine Informationen/Kriterien

Kriterienkatalog: Mikrogasturbinen (rekuperativ)		
1	Dezentrale Erzeugungseinheit / Technologie	Mikrogasturbine (rekuperativ)
2	Charakteristika	<p>Niedriges Verdichterdruckverhältnis</p> <p>Niedrige Turbineneintrittstemperatur</p> <p>High-Speed-Generator</p> <p>Rekuperator</p> <p>Geringe Wartungs- und Instandhaltungskosten</p> <p>Große Wartungsintervalle</p> <p>Keine niedrigfrequenten Schallemissionen</p> <p>Geringe Schadstoffemissionen bei Volllast</p>
3	Primärenergieträger / Brennstoffe (Möglich, Nicht möglich)	Anmerkung: Der Einsatz jener Primärenergieträger, welche mit einem Fragezeichen gekennzeichnet sind, ist zwar theoretisch möglich, jedoch in der Praxis nicht üblich.
	Erdöl	Möglich (bevorzugt)
	Erdgas	Möglich (bevorzugt)
	Braunkohle	Möglich ?
	Steinkohle	Möglich ?
	(Müll)	Nicht möglich
	Wasserstoff	Möglich
	Methanol	Möglich
	Wasser	Nicht möglich
	Solarenergie	Nicht möglich
	Wind	Nicht möglich
	Biomasse fest	Möglich ?

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

	Biomasse flüssig	Möglich ?
	Biogas	Möglich (bevorzugt)
	Deponiegas	Möglich (bevorzugt)
	Klärgas	Möglich (bevorzugt)
	Geothermie	Nicht möglich
4	Prognostizierbarkeit	Gut bis sehr gut
	Sehr gut	
	Gut	
	Neutral	
	Schlecht	
	Sehr schlecht	
5	Anwendung(en), Einsatzgebiete	Inselbetrieb, Netzbetrieb, Grundlast bis Spitzenlast, KWK, BHKW, KMU ´s
6	Nutzung der (Ab-)Wärme (bei KWK)	Prozess- oder Fernwärme
7	Standort / Einsatzort / Situierung (ländlicher Raum, Stadt, Siedlung,...) -> verbraucher- oder erzeugerorientiert	Vorwiegend Siedlungen, MFH und KMU ´s verbraucherorientiert
8	Technologie- Entwicklungsstand	Marktreife
	Labor	
	Pilot	
	Demonstration	
	Marktreife	
	Marktdurchdringung	

9	Baugröße (L x B x H)	2.600 x 800 x 1.900 mm - bei 30 kW _{el}
----------	--------------------------------	--

Teil 2: Technologie

Technische Auslegung/Konzeption

Dieses Unterkapitel konzentriert sich auf die *konzipierten* technischen (Leistungs-)Daten im Gegensatz zu den betrieblichen (Leistungs-)Daten, angeführt im nächsten Unterkapitel.

Kriterienkatalog: Mikrogasturbinen (rekuperativ)		
1	Elektrische Nennleistung / Dauerleistung / Engpassleistung / Elektrischer Nennleistungsbereich [kW _{el} , MW _{el}]	5 kW _{el} bis 1 MW _{el}
3	Spezifische Leistungsdichte [W/m ²] , [mW/cm ²], [W/kg]	50 – 350 W/kg
5	Wärmeauskopplungs-fähig (Ja, Nein)	Ja
	Ausführung als BHKW (Möglich, Nicht möglich)	Möglich (bevorzugt)
6	Betriebsweise (strom- und/oder wärmegeführt)	strom- oder wärmegeführt
7	Konzipierte max. Ausnutzungsdauer / Jahresvolllaststunden / Volllaststundenzahl [h/a]	> 6.000 h/a möglich
9	Temperaturniveau des Arbeitsmittels (Eintritts- und Austritts-temperatur [°C], Differenz [K])	TIT max. 950 °C ATT 270 – 680 °C
11	Konzipierter Gesamt-	70 – 90 %

	wirkungsgrad / Anlagenwirkungsgrad / Brennstoffausnutzungsgrad (bei Vollast im Jahresdurchschnitt) [in % oder Dezimalen]	
13	Teillastverhalten, Teillastwirkungsgrad [%]	Lastwechsel innerhalb Sekunden durch Drehzahländerung möglich (geringe Wirkungsgradverluste)
14	Leistungsregelung	Die Regelung der Gasturbine erfolgt im allgemeinen durch die Brennstoffzufuhr.
15	Anlaufzeit [min], [h]	> 1 min bis < 10 min
16	Lebensdauer der Anlage [h], [a]	80.000 Betriebsstunden, 5 -10 Jahre
17	Wartungsintervalle [h]	4.000 - 8.000 h

Betriebliche (Leistungs-)Daten

Gefragt sind reale Leistungsdaten

Kriterienkatalog: Mikrogasturbinen (rekuperativ)		
12	(Zeit-)Verfügbarkeit (Availability) [%]	> 95 %
13	Heat Rate = spezifischer Wärmeverbrauch [kJ/kWh _{el}]	12.000 kJ/kWh _{el}
14	Stromkennzahl	0,4 – 0,7

Einspeisecharakteristik

Kriterienkatalog: Mikrogasturbinen (rekuperativ)		
1	Form des Netzanschlusses (Betriebsführung):	
	Notstrom bzw. Ersatzstromerzeugung (Anlaufzeit < 1 min)	Möglich
	Schwarzstart (ohne anliegende Spannung)	Nicht möglich
	Inselbetrieb	Möglich
2	Um-/Wechselrichter	Ja Hochfrequente AC -> Gleichrichter DC -> Wechselrichter (3-Phasen, 400V, 50 Hz) AC
3	Stromerzeugungstechnologie (Generatorart)	Synchron- oder Asynchrogenerator
4	Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$	0,8 - 1
5	Anschlussspannung [V], [kV]	400 V

Teil 3: Ökologische Dimension

Ökologische Daten

Kriterienkatalog: Mikrogasturbinen (rekuperativ)		
1	Luftschadstoff- und Treibhausgasemissionen: CO₂ CH₄ SO₂ NO_x PM10 TSP [t/a], [mg/Nm ³], [kg/MWh _{el}]	weit unter Grenzwerte; NO _x : 82 mg/Nm ³ CO - 50 mg/Nm ³
3	Sonstige Einflüsse: Lärm [dBA]	65 – 77 dBA

Teil 4: Markt/Ökonomische Dimension

Kriterienkatalog: Mikrogasturbinen (rekuperativ)		
1	Spezifische Investitionskosten (gesamt) [€/kW _{el}]	500 – 1.100 €/kW _{el}
2	Spezifische Stromgestehungskosten [€cent/kWh _{el}]	3 – 5 €cent/kWh _{el}
3	Spezifische Betriebs- und Wartungskosten [€cent/kWh _{el}]	1 – 2 €cent/kWh _{el}

Literaturverweise für Kriterienkatalog Mikrogasturbine: [29], [33], [37], [40], [42], [43], [44], [45], [46]

4.3.5 GuD-Prozess

Verweis: Alle in diesem Abschnitt gemachten Angaben beziehen sich auf Quelle [29]

Grundprinzip

Umwandlung von mechanischer Energie (Gasturbine und Dampfturbine) in elektrische Energie durch den Generator.

Verwendung der heißen Gasturbinaustrittsgase zur Erzeugung von Dampf für die Dampfturbine.

Verwendung der Wärmeenergie des Turbinenaustrittsdampfes zur Bereitstellung von Wärme.

Der Dampfturbinenprozess kann wiederum im Gegendruckbetrieb oder im Entnahmekondensationsbetrieb betrieben werden.

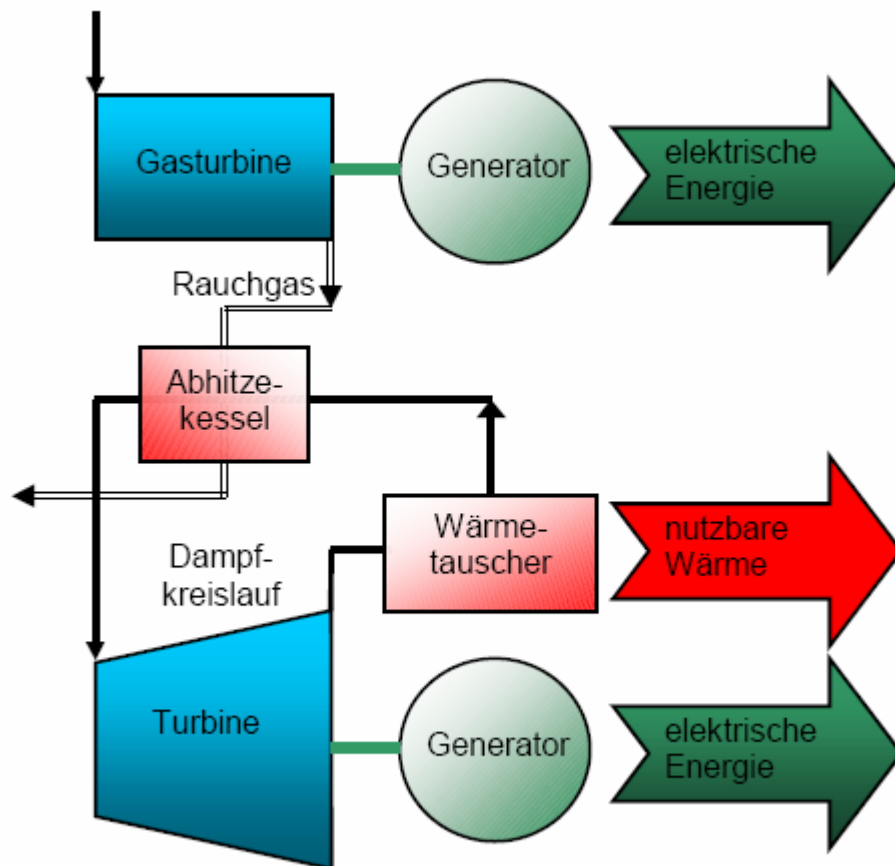


Abbildung 4-13: GuD-Prozess [29]

Hauptkomponenten

Gasturbine, Dampfturbine, Generator, Abhitze-kessel, Kondensator und Speisewasserpumpe sind die Grundkomponenten dieses Prozesses.

Prozessbeschreibung

Das Prinzip dieser Anlagen ist die Nutzung der Abwärme aus Gasturbinen zur Erzeugung von Hochdruckdampf. Heißes, komprimiertes Gas strömt durch die Gasturbine, treibt diese an und wird entspannt. Durch die Verwendung eines Abhitzedampf-Erzeugers wird den heißen Abgasen Wärme entzogen und damit Hochdruckdampf erzeugt, der dann in einer Dampfturbine entspannt wird.

Sowohl durch die Gas- als auch durch die Dampfturbine wird die elektrische Leistung erzeugt. Die Wärmeenergie des aus der Dampfturbine austretenden Dampfes kann zur Bereitstellung von Wärme verwendet werden.

Zur Betreibung einer Kombianlage sind folgende Grundkonzeptionen denkbar:

GuD-Prozess mit Gegendruckturbine

Funktionsweise

Der GuD-Prozess stellt eine Kombination des Dampf- und des Gasturbinenprozesses dar. Die Abgase der Gasturbine dienen der Erzeugung von Hochdruckdampf, welcher dann in einer Dampfturbine entspannt wird. Die elektrische Leistung wird einerseits durch die Gasturbine und andererseits durch die Dampfturbine erzeugt. Der aus der Dampfturbine austretende Dampf kann weiter zur Bereitstellung von Wärme verwendet werden.

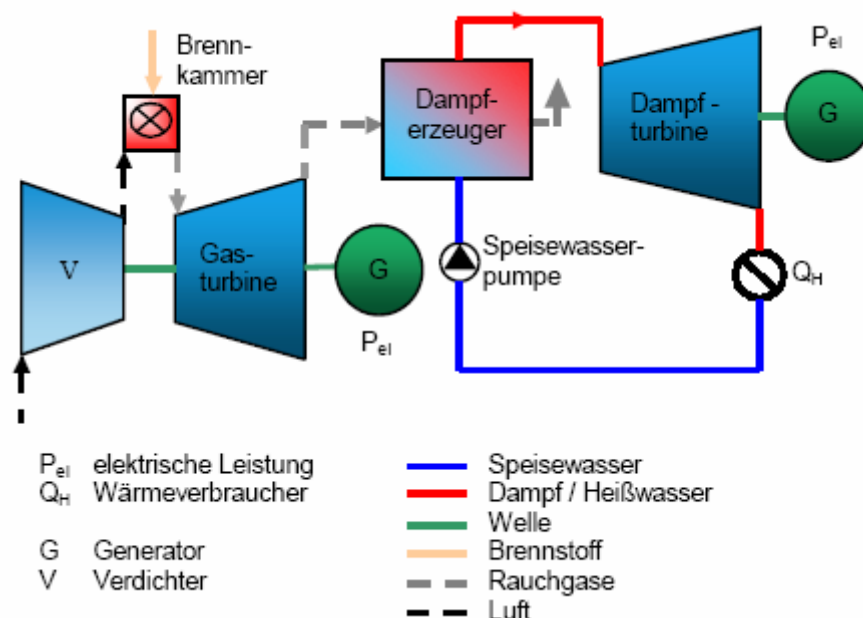


Abbildung 4-14: GuD-Prozess mit Gegendruckturbine [29]

GuD-Prozess mit Entnahme-Kondensationsdruckturbine

Funktionsweise

Die Funktionsweise basiert auf dem selben Prinzip wie der GuD-Prozess mit Gegendruckturbine mit dem Unterschied, dass hier der Entnahmedampf für die Wärmeerzeugung nicht am Ende der Turbine, sondern im Mittelteil der Turbine entnommen wird. Dies hat den Vorteil, dass die Strom- bzw. Wärmeproduktion den jeweiligen Erfordernissen besser angepasst werden kann.

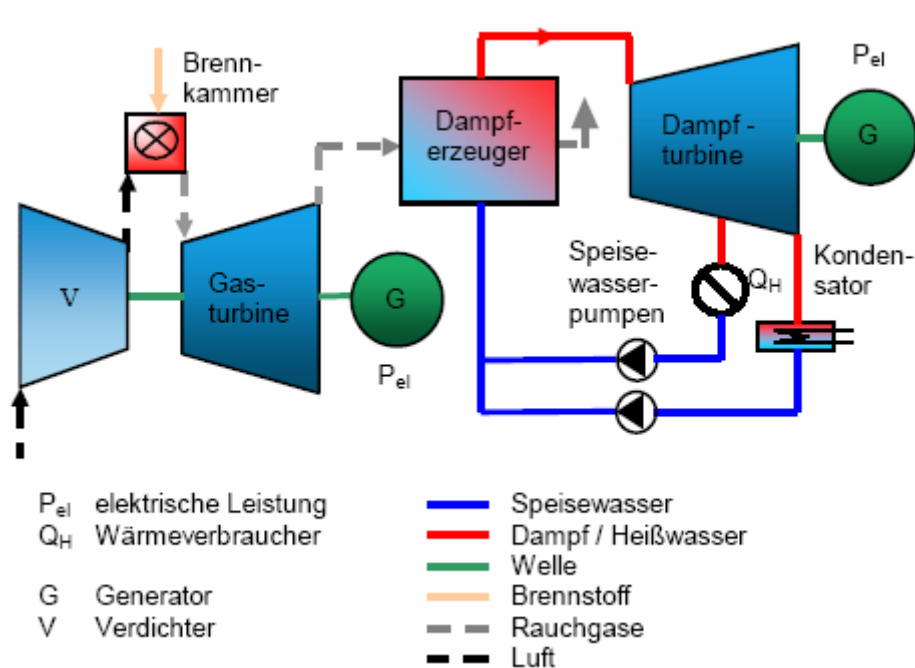


Abbildung 4-15: GuD-Prozess mit Entnahme-Kondensationsturbine [29]

Anmerkung: Der folgende Kriterienkatalog unterscheidet sich zum Basiskatalog, wie er in Kapitel 4 dargestellt ist dadurch, dass er um jene Kriterien bzw. Kenngrößen gekürzt wurde, für welche keine Werte ermittelt werden konnten.

Nochmals sei darauf hingewiesen, dass es sich bei den, in den Kriterienkatalogen **grün und fett** eingetragenen Werten, um spezifische (Leistungs-)Daten und Informationen handelt, wie sie durch die Verfeuerung von regenerativen Brennstoffen (Primärenergieträgern), wie z.B. Biomasse, auftreten.

Teil 1: Allgemeine Informationen/Kriterien

Kriterienkatalog: GuD-Prozess mit Gegendruckturbine bzw. Entnahmedruckturbine				
1	Dezentrale Erzeugungseinheit / Technologie	GuD-Prozess	mit Gegendruckturbine	mit Entnahme-Kondensationsturbine
2	Charakteristika	<p>Umwandlung von mechanischer Energie (Gasturbine und Dampfturbine) in elektrische Energie durch den Generator.</p> <p>Verwendung der heißen Gasturbinaustrittsgase zur Erzeugung von Dampf für die Dampfturbine.</p> <p>Verwendung der Wärmeenergie des Turbinenaustrittsdampfes zur Bereitstellung von Wärme.</p>	Siehe Dampfturbinen-Prozess	Siehe Dampfturbinen-Prozess
3	Primärenergieträger / Brennstoffe (Möglich, Nicht möglich)	Anmerkung: Der Einsatz jener Primärenergieträger, welche mit einem Fragezeichen gekennzeichnet sind, ist zwar theoretisch möglich, jedoch in der Praxis nicht üblich.		
	Erdöl	Möglich (bevorzugt)		
	Erdgas	Möglich (bevorzugt)		
	Braunkohle	Möglich ?		

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

	Steinkohle	Möglich?		
	(Müll)	Nicht möglich		
	Wasserstoff	Möglich		
	Methanol	Möglich		
	Wasser	Nicht möglich		
	Solarenergie	Nicht möglich		
	Wind	Nicht möglich		
	Biomasse fest	Möglich ?		
	Biomasse flüssig	Möglich ?		
	Biogas	Möglich		
	Deponiegas	Möglich		
	Klärgas	Möglich		
	Geothermie	Nicht möglich		
4	Prognostizierbarkeit	Gut bis sehr gut		
	Sehr gut			

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

	Gut			
	Neutral			
	Schlecht			
	Sehr schlecht			
5	Anwendung(en), Einsatzgebiete	Ab etwa 5 [MW _{el}] realisiert	Für Wärme- und Strombedarf größerer Leistungen (> 10 MW elektrisch); Wenn konstante Prozesswärme benötigt wird (z.B.: Papierfabrik); Wenn hoher elektrischer Wirkungsgrad gefordert ist	Für Wärme- und Strombedarf größerer Leistungen (> 10 MW _{el}); Unterschiedliche Anforderungen hinsichtlich Strom- und Wärmebedarf; Wenn hoher elektrischer Wirkungsgrad gefordert ist
6	Nutzung der (Ab-)Wärme (bei KWK)	Prozess- oder Fernwärme		
7	Standort / Einsatzort / Situierung (ländlicher Raum, Stadt, Siedlung,...) -> verbraucher- oder erzeugerorientiert	Stadtnähe verbraucherorientiert		

8	Technologie-Entwicklungsstand	Marktdurchdringung	Marktdurchdringung	Marktdurchdringung
	Labor			
	Pilot			
	Demonstration			
	Marktreife			
	Marktdurchdringung			

Teil 2: Technologie

Technische Auslegung/Konzeption

Dieses Unterkapitel konzentriert sich auf die *konzipierten* technischen (Leistungs-)Daten im Gegensatz zu den betrieblichen (Leistungs-) Daten, angeführt im nächsten Unterkapitel.

Kriterienkatalog: GuD-Prozess mit Gegendruckturbine bzw. Entnahmedruckturbine				
1	Elektrische Nennleistung / Dauerleistung / Engpassleistung / Elektrischer Nenn- Leistungsbereich	– 20 MW _{el} und größer		

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

	[kW _{el} , MW _{el}]			
5	Wärmeauskopplungsfähig (Ja, Nein)	Ja		
	Ausführung als BHKW (Möglich, Nicht möglich)	Nicht möglich		
6	Betriebsweise (strom- und/oder wärmegeführt)	strom- oder wärmegeführt	wärmegeführt	strom- oder wärmegeführt
9	Temperaturniveau des Arbeitsmittels (Eintritts- und Austritts-temperatur[°C], Differenz [K])	TIT ~ 1.150 °C Frischdampf Temperatur ~ 400 °C		
10	Konzipierter elektrischer (Anlagen-) Wirkungsgrad (bei Vollast im Jahresdurchschnitt) [in % oder Dezimalen]	35 – 55 %		
11	Konzipierter Gesamtwirkungsgrad / Anlagenwirkungsgrad / Brennstoffausnutzungsgrad (bei Vollast im Jahresdurchschnitt)	65 – 90 %		

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

	[in % oder Dezimalen]			
14	Leistungsregelung	<p>Die Regelung der Gasturbine erfolgt im allgemeinen durch die Brennstoffzufuhr oder IGVs.</p> <p>Die Regelung der Dampfturbine erfolgt einerseits durch den in Abhängigkeit von der Gasturbinenleistung erzeugten Dampfzustand im Abhitzeessel.</p> <p>Andererseits kann die Dampfturbine auch wie folgt geregelt werden:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Über ein Drosselventil vor der Turbine welches den Dampfdruck und somit die Leistung regelt. - Über Gleitdruckregelung - Über eine Düsengruppenregelung bei der einzelne Düsen vor dem Laufrad zu oder weggeschaltet werden können und somit den Massendurchsatz und damit die Leistung der Turbine regeln. 		
16	Lebensdauer der Anlage [h], [a]	15 – 25 Jahre		
17	Wartungsintervalle [h]	Überprüfung der Brennstoffleitungen, des Turbinengehäuses etc.: 1x pro Woche		

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

	Überprüfung der Dampfleitungen: 1x pro Woche Regelmäßige Überprüfung der Dampfzustände Alle 5 Jahre soll eine größere Revision von ca. einer Woche durchgeführt werden		
--	--	--	--

Betriebliche (Leistungs-)Daten

Gefragt sind reale Leistungsdaten

Kriterienkatalog: GuD-Prozess mit Gegendruckturbine bzw. Entnahmedruckturbine				
12	(Zeit-)Verfügbarkeit (Availability) [%]	77 – 90 %		
13	Heat Rate = spezifischer Wärmeverbrauch [kJ/kWh _{el}]	6.500 kJ/kWh _{el}		
14	Stromkennzahl	0,6 – 2,0 (0,95 lt. EU-KWK-RL)		

Einspeisecharakteristik

Kriterienkatalog: GuD-Prozess mit Gegendruckturbine bzw. Entnahmedruckturbine				
1	Form des Netzanschlusses (Betriebsführung):			
	Notstrom bzw. Ersatzstromerzeugung (Anlaufzeit < 1 min)	Nicht möglich		
	Schwarzstart (ohne anliegende Spannung)	Nicht möglich		
	Inselbetrieb	Möglich		
2	Um-/Wechselrichter	Nein		

Teil 3: Ökologische Dimension

Ökologische Daten

Kriterienkatalog: GuD-Prozess mit Gegendruckturbine bzw. Entnahmedruckturbine				
1	Luftschadstoff- und Treibhausgasemissionen: CO₂ CH₄ SO₂ NO_x PM10 TSP [t/a], [mg/Nm ³], [kg/MWh _{el}]	NO _x : 25 mg/Nm ³		

Teil 4: Markt/Ökonomische Dimension

Kriterienkatalog: GuD-Prozess mit Gegendruckturbine bzw. Entnahmedruckturbine				
1	Spezifische Investitionskosten (gesamt) [€/kW _{el}]	450 – 950 €/kW _{el}		
3	Spezifische Betriebs- und Wartungskosten [€cent/kWh _{el}]	0,5 – 1 €cent/kWh _{el}		

Literaturverweise für Kriterienkatalog GuD-Prozess: [29], [32], [36], [38]

4.3.6 Diesel- und Gasmotoren-Prozess

Grundprinzip

Umwandlung von mechanischer Energie (Gas- oder Dieselmotor) in elektrische Energie durch den Generator.

Verwendung der heißen Motorabgase zur Bereitstellung von Wärme.

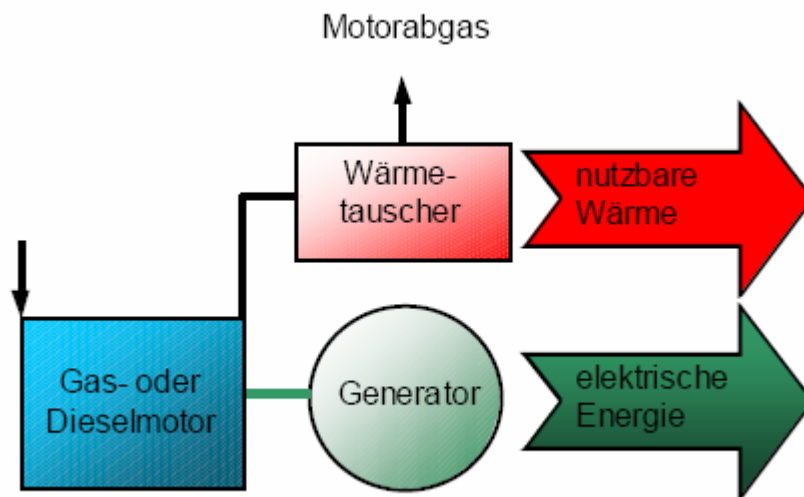


Abbildung 4-16: Grundprinzip eines BHKWs [29]

Funktionsweise

Der Generator wandelt die an der Motorwelle erzeugte mechanische Arbeit in elektrische Energie um. Die bei der Stromerzeugung durch Verbrennung entstehende Wärme wird für die Bereitstellung von Prozesswärme oder zu Heizzwecken genutzt. Als Wärmequellen dienen die Verbrennungsabgase, der Ölkühler, der Ladeluftkühler und das Motorkühlwasser, dessen Wärmeinhalt aufgrund der tieferen Temperatur nicht immer nutzbar gemacht werden kann. [29]

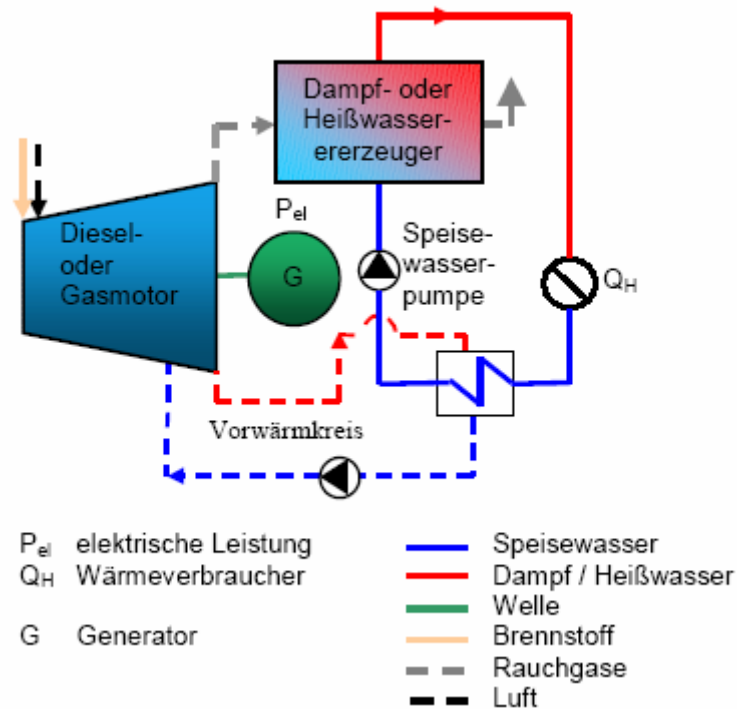


Abbildung 4-17: Diesel- und Gasmotoren BHKW [29]

Anmerkung: Der folgende Kriterienkatalog unterscheidet sich zum Basiskatalog, wie er in Kapitel 4 dargestellt ist dadurch, dass er um jene Kriterien bzw. Kenngrößen gekürzt wurde, für welche keine Werte ermittelt werden konnten.

Nochmals sei darauf hingewiesen, dass es sich bei den, in den Kriterienkatalogen **grün und fett** eingetragenen Werten, um spezifische (Leistungs-)Daten und Informationen handelt, wie sie durch die Verfeuerung von regenerativen Brennstoffen (Primärenergieträgern), wie z.B. Biomasse, auftreten.

Teil 1: Allgemeine Informationen/Kriterien

Kriterienkatalog: Diesel- und Gasmotoren-Prozess				
1	Dezentrale Erzeugungseinheit / Technologie	<p>Dieselmotoren (Compression Ignition Engines) Diesel und Dual-Fuel-Motoren</p> <p>Zündstrahl-Dieselmotoren</p>	<p>Gasmotoren (Spark Ignition Engines) $\lambda = 1$-Motor, Magermotor, Zündstrahlmotor</p> <p>Ottomotoren</p>	<p>Mikro – KWK Gas- und Dieselmotoren</p>
2	Charakteristika	<p>Umwandlung von mechanischer Energie (Gas- oder Dieselmotor) in elektrische Energie durch den Generator.</p> <p>Verwendung der heißen Motorabgase und Kühlerabwärme zur Bereitstellung von Wärme.</p>	<p>Umwandlung von mechanischer Energie (Gas- oder Dieselmotor) in elektrische Energie durch den Generator.</p> <p>Verwendung der heißen Motorabgase zur Bereitstellung von Wärme.</p>	<p>Leistungsregelung lässt sich nach bisherigen Erfahrungen wesentlich besser mit Gasmotoren als mit kleinen Diesel-Aggregaten realisieren.</p>
3	Primärenergieträger / Brennstoffe (Möglich, Nicht möglich)			
	Erdöl	Möglich (bevorzugt)	Möglich	
	Erdgas	Möglich (Dual-Fuel)	Möglich (bevorzugt)	Möglich (bevorzugt)

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

	Braunkohle	Nicht möglich	Nicht möglich	
	Steinkohle	Nicht möglich	Nicht möglich	
	(Müll)	Nicht möglich	Nicht möglich	
	Wasserstoff	Nicht möglich	Nicht möglich	
	Methanol	Möglich	Möglich	
	Wasser	Nicht möglich	Nicht möglich	
	Solarenergie	Nicht möglich	Nicht möglich	
	Wind	Nicht möglich	Nicht möglich	
	Biomasse fest	Möglich	Möglich	
	Biomasse flüssig	Möglich (bevorzugt)	Möglich	
	Biogas	Möglich (Dual-Fuel)	Möglich (bevorzugt)	
	Deponiegas	Möglich (Dual-Fuel)	Möglich (bevorzugt)	
	Klärgas	Möglich (Dual-Fuel)	Möglich (bevorzugt)	
	Geothermie	Nicht möglich	Nicht möglich	
4	Prognostizierbarkeit	Gut bis sehr gut	Gut bis sehr gut	Gut bis sehr gut

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

	Sehr gut			
	Gut			
	Neutral			
	Schlecht			
	Sehr schlecht			
5	Anwendung(en), Einsatzgebiete	Zur dezentralen Strom- und Wärmeversorgung kleinerer bis mittlerer Leistungen (ab $\sim 15 \text{ kW}_{el}$), Notfallstromversorgung, Inselbetrieb, Schwarzstart Beispiele sind: Wohnsiedlungen, Industrie (Trocknungsprozesse), Krankenhäuser, Kläranlagen (Klärgasnutzung)	Zur dezentralen Strom- und Wärmeversorgung kleinerer bis mittlerer Leistungen (ab $\sim 15 \text{ kW}_{el}$), Notfallstromversorgung, Inselbetrieb, Schwarzstart Beispiele sind: Wohnsiedlungen, Industrie (Trocknungsprozesse), Krankenhäuser, Kläranlagen (Klärgasnutzung)	Rettungs-, Feuerwehr-, Polizeistationen, Banken, Verwaltungsgebäude (EDV), Produktionsbetriebe mit empfindlichen Stromverbrauchern
6	Nutzung der (Ab-)Wärme (bei KWK)	Prozess- oder Fernwärme	Prozess- oder Fernwärme	Prozess- oder Fernwärme
7	Standort / Einsatzort / Situierung	Sind sowohl in ländlichen als auch urbanen Gebieten einsetzbar.	Sind sowohl in ländlichen als auch urbanen Gebieten	Sind sowohl in ländlichen als auch urbanen Gebieten

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

	(ländlicher Raum, Stadt, Siedlung,...) -> verbraucher- oder erzeugerorientiert	Verbraucherorientiert Erzeugerorientiert	einsetzbar. Verbraucherorientiert Erzeugerorientiert	einsetzbar. verbraucherorientiert
8	Technologie- Entwicklungsstand	Marktdurchdringung Demonstration	Marktdurchdringung Demonstration	Marktreife
	Labor			
	Pilot			
	Demonstration			
	Marktreife			
Marktdurchdringung				

Teil 2: Technologie

Technische Auslegung/Konzeption

Dieses Unterkapitel konzentriert sich auf die *konzipierten* technischen (Leistungs-)Daten im Gegensatz zu den betrieblichen (Leistungs-) Daten, angeführt im nächsten Unterkapitel.

Kriterienkatalog: Diesel- und Gasmotoren-Prozess				
1	Elektrische Nennleistung / Dauerleistung / Engpasseleistung / Elektrischer Nennleistungsbereich [kW _{el} , MW _{el}]	5 kW _{el} – 60 MW _{el} 10 – 2.000 kW_{el}	1 kW _{el} – 10 MW _{el} 10 – 2.000 kW_{el}	Bis 10 kW _{el}
3	Spezifische Leistungsdichte [W/m ²], [mW/cm ²], [kW/m ²]	20 –30 kW/m ² (Heizflächenleistung) 13 kW/m² (Heizflächenleistung Wärmetauscher)	20 –30 kW/m ² (Heizflächenleistung)	
5	Wärmeauskopplungsfähig (Ja, Nein)	Ja	Ja	Ja
	Ausführung als BHKW (Möglich, Nicht möglich)	Möglich (bevorzugt)	Möglich (bevorzugt)	Möglich (bevorzugt)
6	Betriebsweise (strom- und/oder	Strom- oder wärmegeführt (Modulbauweise)	Strom- oder wärmegeführt (Modulbauweise)	Strom- oder wärmegeführt

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

	wärmegeführt)			
7	Konzipierte max. Ausnutzungsdauer / Jahresvolllaststunden / Volllaststundenzahl [h/a]	5.000 – 6.000 h/a		
9	Temperaturniveau des Arbeitsmittels (Eintritts- und Austritts-temperatur[°C], Differenz [K])	Abgastemperatur 350 – 650 °C	Abgastemperatur 350 – 650 °C	
10	Konzipierter elektrischer (Anlagen-) Wirkungsgrad (bei Volllast im Jahresdurchschnitt) [in % oder Dezimalen]	30 – 55 % 15 – 30 %	25 – 45 % 15 – 30 %	25 – 30 %
11	Konzipierter Gesamtwirkungsgrad / Anlagenwirkungsgrad / Brennstoffausnutzungsgrad (bei Volllast im Jahresdurchschnitt) [in % oder Dezimalen]	80 – 90 % (75 % lt. EU-KWK-RL) bis 75 %	80 – 90 % bis 75 %	80 – 90 %
13	Teillastverhalten, Teillastwirkungsgrad	Wirkungsgrade bleiben bei Teillast fast	Wirkungsgrade bleiben bei	

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

	[%]	unverändert. Sehr gut – bei halber Last 90 %	Teillast fast unverändert. Sehr gut – bei halber Last 90 %	
14	Leistungsregelung	Die Regelung erfolgt über den zugeführten Kraftstoffmix und in weiterer Folge über die Drehzahl.	Die Regelung erfolgt über den zugeführten Kraftstoffmix und in weiterer Folge über die Drehzahl.	Leistung wird über Drehzahl geregelt.
15	Anlaufzeit [sec], [min], [h]	10 - 15 sec	10 - 30 sec	
16	Lebensdauer der Anlage [h], [a]	> 100.000 h	> 100.000 h	80.000 h
17	Wartungsintervalle [h]	600 – 2.000 h 1 – 2 h pro Tag	600 – 2.000 h 1 – 2 h pro Tag	4.000 h

Betriebliche (Leistungs-)Daten

Gefragt sind reale Leistungsdaten

Kriterienkatalog: Diesel- und Gasmotoren-Prozess				
12	(Zeit-)Verfügbarkeit (Availability) [%]	90 – 95 %	92 – 97 %	

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

13	Heat Rate = spezifischer Wärmeverbrauch [kJ/kWh _{el}]	6.500 kJ/kWh _{el}	8.000 kJ/kWh _{el}	
14	Stromkennzahl	0,4 – 2,4 0,25 – 0,67	0,4 (λ = 1-Motor) – 1,1 (Zündstrahl-motor) 0,25 – 0,67	0,4

Einspeisecharakteristik

Kriterienkatalog: Diesel- und Gasmotoren-Prozess				
1	Form des Netzanschlusses (Betriebsführung):			
	Notstrom bzw. Ersatzstromerzeugung (Anlaufzeit < 1 min)	Möglich (bevorzugt)	Möglich (bevorzugt)	Möglich (bevorzugt)
	Schwarzstart (ohne anliegende Spannung)	Möglich	Möglich	Möglich
	Inselbetrieb	Möglich (bevorzugt)	Möglich (bevorzugt)	Möglich (bevorzugt)
2	Um-/Wechselrichter	Nein	Nein	Ja

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

3	Stromerzeugungstechnologie (Generatorart)	Synchrongenerator	Synchrongenerator	Generator erzeugt AC mit variabler Frequenz -> Gleichrichter DC -> Umrichter AC
4	Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$	0,8 - 1	0,8 - 1	
5	Anschlussspannung [V], [kV]			400 V

Teil 3: Ökologische Dimension

Ökologische Daten

Kriterienkatalog: Diesel- und Gasmotoren-Prozess				
1	Luftschadstoff- und Treibhausgasemissionen: CO₂ CH₄ SO₂ NO_x PM10 TSP [t/a], [mg/Nm ³], [kg/MWh _{el}]	CO ₂ : 650 mg /kWh _{el} NO _x : 10 mg /kWh _{el} relativ hohe Rauchgasemissionen	CO ₂ : 500 - 600 mg /kWh _{el} NO _x : 0,2 - 1 mg /kWh _{el} relativ hohe Rauchgasemissionen	

2	Abfälle und Reststoffe: Wiederverwendung / Wiederverwertung / Entsorgungsweg Asche und Schlacke Gärungsrückstände Andere [t/a]	Asche und Abwässer (Festbettvergasung)	Asche und Abwässer (Festbettvergasung)	
3	Sonstige Einflüsse: Lärm [dBA]	Sehr laut + Vibrationen	Relativ laut + Vibrationen	

Teil 4: Markt/Ökonomische Dimension

Kriterienkatalog: Diesel- und Gasmotoren-Prozess				
1	Spezifische Investitionskosten (gesamt) [€/kW _{el}]	340 - 1.000 €/kW _{el} Mehrinvestitionskosten ~ 2.200 €/kW_{el} (bei 200 kW_{el})	600 - 1.600 €/kW _{el} Mehrinvestitionskosten ~ 2.200 €/kW_{el} (bei 200 kW_{el})	1.300 - 2.300 €/kW _{el}
2	Spezifische Stromgestehungskosten [€cent/kWh _{el}]	4,5 - 8,0 €cent/kWh _{el} 10 €cent/kWh_{el}	4,5 - 8,0 €cent/kWh _{el} 10 €cent/kWh_{el}	

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

3	Spezifische Betriebs- und Wartungskosten [€cent/kWh _{el}]	0,5 – 2,0 €cent/kWh _{el} 4 €cent/kWh_{el}	0,5 – 2,0 €cent/kWh _{el} 4 €cent/kWh_{el}	2,0 – 2,5 €cent/kWh _{el}
---	---	--	--	-----------------------------------

Literaturverweise für Kriterienkatalog Diesel- und Gasmotoren-Prozess: [29], [30], [39], [43], [47], [48], [49]

4.3.7 Dampfkolbenmotor-Prozess

Funktionsweise

Das durch die Verbrennung entstehende Rauchgas durchströmt einen Kessel, in dem Dampf erzeugt wird. Der Dampf strömt in den Dampfkolbenmotor, wo er durch Entspannung mechanische Arbeit leistet, die im Generator in elektrische Energie umgewandelt wird. Der Dampf gelangt in den Kondensator, wo die anfallende Kondensationswärme als Fern- oder Prozesswärme genutzt werden kann. Das Wasser wird mit einer Speisewasserpumpe auf Betriebsdruck gebracht und dem Kessel zugeführt, womit der Kreislauf wieder geschlossen ist. Der Prozess entspricht somit einem Dampfturbinenprozess, bei dem die Turbine durch einen Kolbenmotor ersetzt ist. Im Unterschied zum Dampfturbinenprozess sind aber beim Kolbenmotor Leistungen ab ca. 20 kW_{el} möglich, wodurch eine Anwendung im dezentralen Bereich kleinerer Leistung möglich ist. [29]

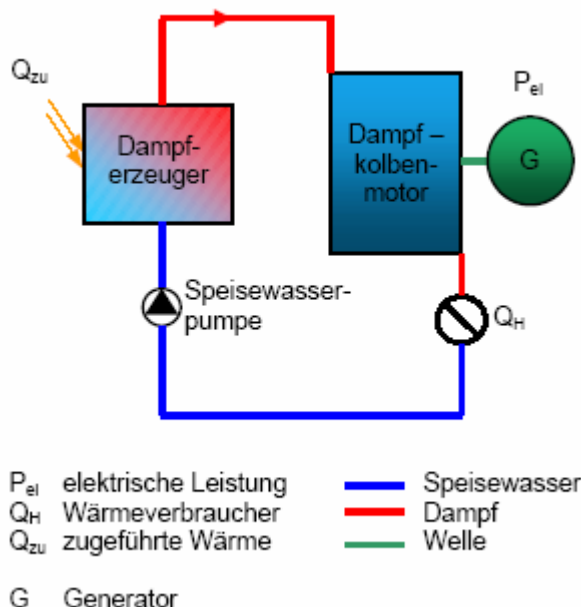


Abbildung 4-18: Schema einer KWK-Anlage mit Dampfkolbenmotor [29]

Prinzip des Dampfkolbenmotors

Der Dampf strömt in den Zylinder ein (Bild a) bis durch Regelkolben der Einlassvorgang beendet wird. Der Dampf entspannt sich und leistet am Kolben Arbeit (Bild b). Da sich dadurch das Volumen vergrößert nimmt der Druck kontinuierlich ab. Bewegt sich nun der Kolben nach Erreichen des Totpunktes wieder nach rechts, so gibt der Regelkolben das Auslassventil frei und der Dampf strömt aus dem Zylinder heraus (Bild c). Damit beginnt der Vorgang wieder von neuem. [29]

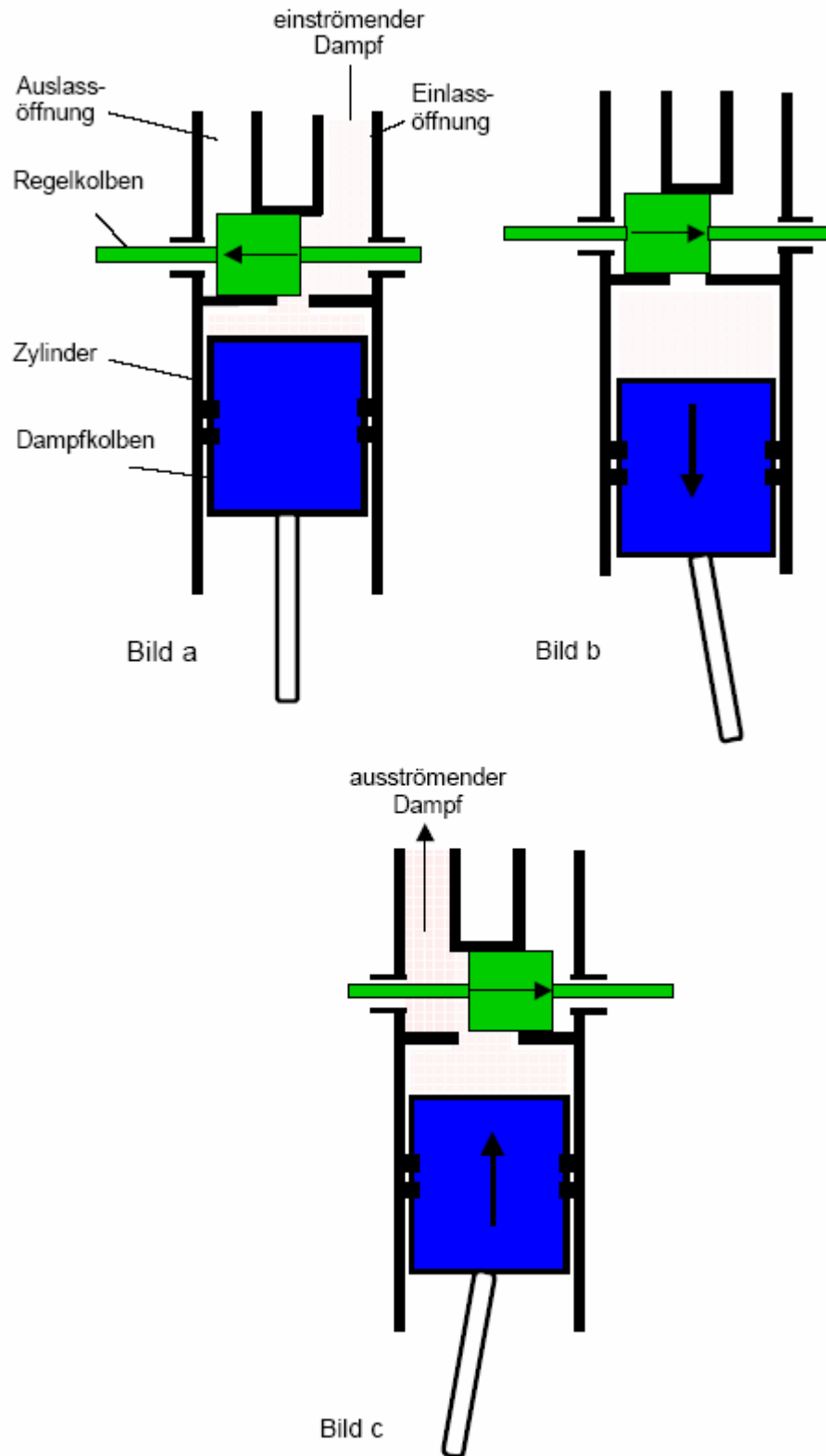


Abbildung 4-19: Prinzipschaubild eines Dampfkolbenmotors [29]

Anmerkung: Der folgende Kriterienkatalog unterscheidet sich zum Basiskatalog, wie er in Kapitel 4 dargestellt ist dadurch, dass er um jene Kriterien bzw. Kenngrößen gekürzt wurde, für welche keine Werte ermittelt werden konnten.

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

Nochmals sei darauf hingewiesen, dass es sich bei den, in den Kriterienkatalogen **grün und fett** eingetragenen Werten, um spezifische (Leistungs-)Daten und Informationen handelt, wie sie durch die Verfeuerung von regenerativen Brennstoffen (Primärenergieträgern), wie z.B. Biomasse, auftreten.

Teil 1: Allgemeine Informationen/Kriterien

Kriterienkatalog: Dampfkolbenmotor-Prozess		
1	Dezentrale Erzeugungseinheit / Technologie	Dampfkolbenmotor-Prozess
2	Charakteristika	Der Prozess entspricht einem Dampfturbinenprozess, bei dem die Turbine durch einen Kolbenmotor ersetzt ist.
3	Primärenergieträger / Brennstoffe (Möglich, Nicht möglich)	
	Erdöl	Möglich (bevorzugt)
	Erdgas	Möglich
	Braunkohle	Möglich (bevorzugt)
	Steinkohle	Möglich (bevorzugt)
	(Müll)	Möglich (bevorzugt)
	Wasserstoff	Möglich
	Methanol	Möglich
	Wasser	Nicht möglich
	Solarenergie	Nicht möglich
	Wind	Nicht möglich
	Biomasse fest	Möglich (bevorzugt)
	Biomasse flüssig	Möglich
	Biogas	Möglich
	Deponiegas	Möglich
Klärgas	Möglich	
Geothermie	Nicht möglich	

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

4	Prognostizierbarkeit	Gut bis sehr gut
	Sehr gut	
	Gut	
	Neutral	
	Schlecht	
	Sehr schlecht	
5	Anwendung(en), Einsatzgebiete	Dezentrale Strom- und Wärmeversorgung kleinerer bis mittlerer Leistungen; Wohnsiedlungen, Industrie (Trocknungsprozesse), Krankenhäuser
6	Nutzung der (Ab-)Wärme (bei KWK)	Prozess- oder Fernwärme
7	Standort / Einsatzort / Situierung (ländlicher Raum, Stadt, Siedlung,...) -> verbraucher- oder erzeugerorientiert	Siedlungen Verbraucherorientiert Erzeugerorientiert
8	Technologie- Entwicklungsstand	Marktreife
	Labor	
	Pilot	
	Demonstration	
	Marktreife	
	Marktdurchdringung	
9	Baugröße (L x B x H)	2.900 x 1.100 x 1.440 mm

Teil 2: Technologie

Technische Auslegung/Konzeption

Dieses Unterkapitel konzentriert sich auf die *konzipierten* technischen (Leistungs-)Daten im Gegensatz zu den betrieblichen (Leistungs-)Daten, angeführt im nächsten Unterkapitel.

Kriterienkatalog: Dampfkolbenmotor-Prozess		
1	Elektrische Nennleistung / Dauerleistung / Engpassleistung / Elektrischer Nenn- Leistungsbereich [kW _{el} , MW _{el}]	~ 20 kW _{el} bis ~ 2 MW _{el} 20 – 1.200 kW_{el}
5	Wärmeauskopplungsfähig (Ja, Nein)	Ja
	Ausführung als BHKW (Möglich, Nicht möglich)	Möglich
6	Betriebsweise (strom- und/oder wärmegeführt)	Strom- oder wärmegeführt
10	Konzipierter elektrischer (Anlagen-) Wirkungsgrad (bei Volllast im Jahresdurchschnitt) [in % oder Dezimalen]	6 – 20 %
11	Konzipierter Gesamt- wirkungsgrad / Anlagenwirkungsgrad / Brennstoffausnutzungsgrad (bei Volllast im Jahresdurchschnitt) [in % oder Dezimalen]	~ 80 – 90 %
13	Teillastverhalten, Teillastwirkungsgrad [%]	sehr gutes Teillastverhalten - bei Halblast 90 %
14	Leistungsregelung	Die eintretende Dampfmenge kann über den Hub

		des Regelkolbens geregelt werden
16	Lebensdauer der Anlage [h], [a]	> 200.000 h
17	Wartungsintervalle [h]	Tägliche Kontrolle (Öl), Ölwechsel 8.000 h, Kolbenwechsel 3-5 Jahre

Betriebliche (Leistungs-)Daten

Gefragt sind reale Leistungsdaten

Kriterienkatalog: Dampfkolbenmotor-Prozess		
13	Heat Rate = spezifischer Wärmeverbrauch [kJ/kWh _{el}]	18.000 kJ/kWh _{el}
14	Stromkennzahl	0,1 – 0,45 0,11 – 0,34

Einspeisecharakteristik

Kriterienkatalog: Dampfkolbenmotor-Prozess		
1	Form des Netzanschlusses (Betriebsführung):	
	Notstrom bzw. Ersatzstromerzeugung (Anlaufzeit < 1 min)	Nicht möglich
	Schwarzstart (ohne anliegende Spannung)	Nicht möglich
	Inselbetrieb	Möglich
2	Um-/Wechselrichter	Nein

Teil 3: Ökologische Dimension

Ökologische Daten

Kriterienkatalog: Dampfkolbenmotor-Prozess		
1	<p>Luftschadstoff- und Treibhausgasemissionen:</p> <p>CO₂</p> <p>CH₄</p> <p>SO₂</p> <p>NO_x</p> <p>PM10</p> <p>TSP</p> <p>[t/a], [mg/Nm³], [kg/MWh_{el}]</p>	<p>Liegen in der Größenordnung von Gasmotoren</p> <p>CO₂: 50-500 mg/Nm³, je nach Leistung</p>
2	<p>Abfälle und Reststoffe:</p> <p>Wiederverwendung / Wiederverwertung / Entsorgungsweg</p> <p>Asche und Schlacke</p> <p>Gärungsrückstände</p> <p>Andere</p> <p>[t/a]</p>	<p>Öl: 40 g pro Zylinder und Betriebsstunde</p>
3	<p>Sonstige Einflüsse:</p> <p>Lärm [dBA]</p>	<p>lärmintensiv - bis 95 dBA</p>

Teil 4: Markt/Ökonomische Dimension

Kriterienkatalog: Dampfkolbenmotor-Prozess		
1	<p>Spezifische Investitionskosten (gesamt)</p> <p>[€/kW_{el}]</p>	<p>~ 1.500 €/kW_{el}</p> <p>Mehrinvestitionen ~ 1.600 €/kW_{el} (bei 500 kW_{el})</p>

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

2	Spezifische Stromgestehungskosten [€cent/kWh _{el}]	7 €cent/kWh_{el}
3	Spezifische Betriebs- und Wartungskosten [€cent/kWh _{el}]	1 – 1,5 €cent/kWh _{el} 1,7 €cent/kWh_{el}

Literaturverweise für Kriterienkatalog Dampfkolbenmotor-Prozess: [29], [50], [51]

4.3.8 ORC-Prozess (mit Biomasse)

Unterschied zum Dampfturbinenprozess

Der Unterschied zum Dampfturbinenprozess liegt darin, dass anstelle von Wasser ein organisches Arbeitsfluid (Kohlenwasserstoffe wie Iso-Pentan, Iso Oktan, Toluol oder Silikonöl) eingesetzt wird. Da dieses Arbeitsfluid bei geringeren Temperaturen als Wasser verdampft, kann der Prozess besser dem Brennstoff Biomasse mit seinen niedrigen Verbrennungstemperaturen angepasst werden. Damit der Alterungsprozess des Arbeitsmediums verzögert wird, dürfen die zulässigen Wandfilm Temperaturen nicht überschritten werden. Aus diesem Grund ist ein Zwischenkreislauf mit Thermoöl, der eine bessere Temperaturregelung ermöglicht, nötig. Der Thermoölkreislauf ermöglicht weiters einen drucklosen Betrieb bei hohen Temperaturen, wodurch kein Dampfkesselwärter erforderlich ist. [29]

Funktionsweise

Das durch die Verbrennung im Biomasse-Heizkessel erzeugte Rauchgas gibt die Wärme an einen Thermoöl-Kreislauf ab. Über diesen wird die Wärme einem organischen Arbeitsmittel, das dadurch verdampft, zugeführt. Der Dampf wird in einer Turbine entspannt und die so erhaltene mechanische Arbeit wird an einen Generator abgegeben, wo sie in elektrische Energie umgewandelt wird. Der entspannte Dampf gelangt in einen Kondensator, wo die abgeführte Wärme auf einem Temperaturniveau zur Verfügung steht, welches den Betrieb eines Heißwassernetzes zu Fern- bzw. Prozesswärmebereitstellung ermöglicht. Danach wird das Kondensat durch die Pumpe auf Betriebsdruck gebracht und wiederum dem Verdampfer zugeführt. Zur Erhöhung der elektrischen Leistung kann der aus der Turbine austretende Dampf auch zuerst einen Rekuperator (nicht eingezeichnet) durchströmen, bevor er in den Kondensator gelangt. [29]

Hauptkomponenten

ORC-Anlagen beinhalten dieselben Elemente wie sie auch im Dampfturbinenprozess vorkommen. Diese sind der Kessel, die Turbine, der Kondensator und die Speisepumpe sowie der Generator.

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

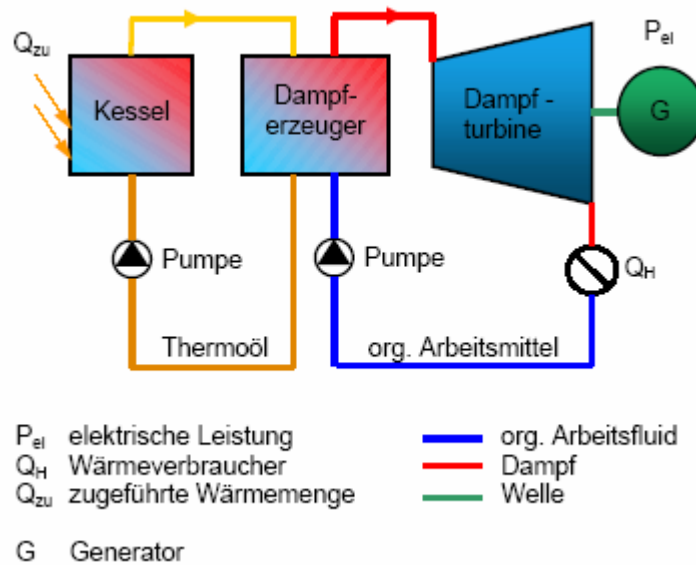


Abbildung 4-20: ORC-Prozess [29]

Siehe... [Regenerativ befeuerte KWK - Prozesse Kapitel 4.5.6 ORC-Prozess](#)

Anmerkung: Der folgende Kriterienkatalog unterscheidet sich zum Basiskatalog, wie er in Kapitel 4 dargestellt ist dadurch, dass er um jene Kriterien bzw. Kenngrößen gekürzt wurde, für welche keine Werte ermittelt werden konnten.

Nochmals sei darauf hingewiesen, dass es sich bei den, in den Kriterienkatalogen **grün und fett** eingetragenen Werten, um spezifische (Leistungs-)Daten und Informationen handelt, wie sie durch die Verfeuerung von regenerativen Brennstoffen (Primärenergieträgern), wie z.B. Biomasse, auftreten.

Teil 1: Allgemeine Informationen/Kriterien

Kriterienkatalog: ORC-Prozess (Organic Rankine Cycle)		
1	Dezentrale Erzeugungseinheit / Technologie	ORC-Prozess (Organic Rankine Cycle)
2	Charakteristika	Dampfturbinenprozess mit organischem Arbeitsfluid (verdampft bei geringeren Temperaturen) -> wird über Zwischenkreislauf mit Thermoöl verdampft -> bessere Anpassung an dem Brennstoff Biomasse mit seinen niedrigen Verbrennungstemperaturen.
3	Primärenergieträger / Brennstoffe (Möglich, Nicht möglich)	
	Erdöl	Möglich
	Erdgas	Möglich
	Braunkohle	Möglich
	Steinkohle	Möglich
	(Müll)	Möglich
	Wasserstoff	Möglich
	Methanol	Möglich
	Wasser	Nicht möglich
	Solarenergie	Nicht möglich
	Wind	Nicht möglich
	Biomasse fest	Möglich (bevorzugt)
	Biomasse flüssig	Möglich
	Biogas	Möglich
Deponiegas	Möglich	

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

	Klärgas	Möglich
	Geothermie	Möglich (bevorzugt)
4	Prognostizierbarkeit	Gut bis sehr gut
	Sehr gut	
	Gut	
	Neutral	
	Schlecht	
	Sehr schlecht	
5	Anwendung(en), Einsatzgebiete	Dezentrale Strom- und Wärmeversorgung mittlerer Leistungen z.B. Holzindustrie, Industrie (Trocknungsprozesse), Wohnsiedlungen
6	Nutzung der (Ab-)Wärme (bei KWK)	Prozess- oder Fernwärme
7	Standort / Einsatzort / Situierung (ländlicher Raum, Stadt, Siedlung,...) -> verbraucher- oder erzeugerorientiert	Siedlungen und ländlicher Raum Verbraucherorientiert Erzeugerorientiert
8	Technologie- Entwicklungsstand	Marktreife
	Labor	
	Pilot	
	Demonstration	
	Marktreife	
	Marktdurchdringung	
9	Baugröße (L x B x H)	13 x 7 x4,5 m

Teil 2: Technologie

Technische Auslegung/Konzeption

Dieses Unterkapitel konzentriert sich auf die *konzipierten* technischen (Leistungs-)Daten im Gegensatz zu den betrieblichen (Leistungs-)Daten, angeführt im nächsten Unterkapitel.

Kriterienkatalog: ORC-Prozess (Organic Rankine Cycle)		
1	Elektrische Nennleistung / Dauerleistung / Engpassleistung / Elektrischer Nennleistungsbereich [kW _{el} , MW _{el}]	100 – 1.500 kW _{el} (höhere Leistungen durch parallelschalten mehrer Module) 200 – 1.400 kW_{el}
5	Wärmeauskopplungsfähig (Ja, Nein)	Ja
	Ausführung als BHKW (Möglich, Nicht möglich)	Möglich
6	Betriebsweise (strom- und/oder wärmegeführt)	Strom- oder wärmegeführt
7	Konzipierte max. Ausnutzungsdauer / Jahresvolllaststunden / Volllaststundenzahl [h/a]	4.000 – 7.000 h
9	Temperaturniveau des Arbeitsmittels (Eintritts- und Austritts-temperatur[°C], Differenz [K])	Arbeitsmittel-Flammpunkt ~ 34 °C
10	Konzipierter elektrischer (Anlagen-) Wirkungsgrad (bei Volllast im Jahresdurchschnitt) [in % oder Dezimalen]	10 – 20 %
11	Konzipierter Gesamtwirkungsgrad / Anlagenwirkungsgrad /	Bis 85 %

	Brennstoffausnutzungsgrad (bei Volllast im Jahresdurchschnitt) [in % oder Dezimalen]	
13	Teillastverhalten, Teillastwirkungsgrad [%]	Sehr gutes Teillastverhalten, bei 50 % ca. 90 %, bei 25 % ca. 70 % Turbinenwirkungsgrad
14	Leistungsregelung	Sehr gute Regelbarkeit - erfolgt über Brennstoffzufuhr im Kessel
15	Anlaufzeit [min], [h]	Rasches anfahren möglich, kann innerhalb 5 min ans E-Netz gekoppelt werden
16	Lebensdauer der Anlage [h], [a]	> 20 Jahre (geschätzt)
17	Wartungsintervalle [h]	Arbeitsmittelwechsel nach 20 Jahren, sonstiger Wartungsaufwand ~ 4 h pro Woche

Betriebliche (Leistungs-)Daten

Gefragt sind reale Leistungsdaten

Kriterienkatalog: ORC-Prozess (Organic Rankine Cycle)		
12	(Zeit-)Verfügbarkeit (Availability) [%]	80 - 90 % (geschätzt)
13	Heat Rate = spezifischer Wärmeverbrauch [kJ/kWh _{el}]	18.000 kJ/kWh _{el}
14	Stromkennzahl	0,2 - 0,3 0,13 - 0,27

Einspeisecharakteristik

Kriterienkatalog: ORC-Prozess (Organic Rankine Cycle)		
1	Form des Netzanschlusses (Betriebsführung):	Nicht möglich
	Notstrom bzw. Ersatzstromerzeugung (Anlaufzeit < 1 min)	Nicht möglich
	Schwarzstart (ohne anliegende Spannung)	Möglich
	Inselbetrieb	Möglich
2	Um-/Wechselrichter	Nein
3	Stromerzeugungstechnologie (Generatorart)	Asynchrongenerator
5	Anschlussspannung [V], [kV]	400 V

Teil 3: Ökologische Dimension

Ökologische Daten

Kriterienkatalog: ORC-Prozess (Organic Rankine Cycle)		
1	Luftschadstoff- und Treibhausgasemissionen:	brennstoffabhängig NO _x : ca. 250-400 mg /Nm ³
	CO ₂ CH ₄ SO ₂ NO _x PM10 TSP [t/a], [mg/Nm ³], [kg/MWh _{el}]	
3	Sonstige Einflüsse: Lärm [dBA]	max. 80 dBA (ohne Abkapselung 90 dBA)

Teil 4: Markt/Ökonomische Dimension

Kriterienkatalog: ORC-Prozess (Organic Rankine Cycle)		
1	Spezifische Investitionskosten (gesamt) [€/kW _{el}]	~ 2.500 €/kW _{el} Mehrinvestitionskosten ~ 2.300 €/kW_{el} (bei 400 kW_{el})
2	Spezifische Stromgestehungskosten [€cent/kWh _{el}]	5 – 12 €cent/kWh _{el} 8 €cent/kWh_{el}
3	Spezifische Betriebs- und Wartungskosten [€cent/kWh _{el}]	~ 1 €cent/kWh _{el} 1,5 €cent/kWh_{el}

Literaturverweise für Kriterienkatalog ORC-Prozess: [29], [50], [51]

4.3.9 Brennstoffzelle

Verweis: Alle in diesem Abschnitt gemachten Angaben beziehen sich auf Quelle [52]

Die Brennstoffzelle ist eine der Möglichkeiten zur dezentralen Strom- und Wärmeproduktion mit sehr hohem Wirkungsgrad und sehr niedrigen Emissionen, die vor allem für sehr kleine Leistungen vielversprechend ist.

Technische Grundlagen

Die Wirkungsweise einer Brennstoffzelle unterscheidet sich grundsätzlich von der herkömmlichen Art der Energieumwandlung in thermischen Kraftwerken. Im Fall einer konventionellen Wärme-Kraft-Maschine wird die chemische Energie des Brennstoffs durch Verbrennung zunächst in thermische Energie umgewandelt. Durch den Betrieb eines Motors oder einer Turbine wird aus dieser thermischen Energie mechanische Energie gewonnen, die schließlich zum Antrieb eines Generators und somit zur Gewinnung elektrischer Energie genutzt wird. Das Funktionsprinzip der Brennstoffzelle erlaubt dagegen die direkte Umwandlung der chemisch gebundenen Energie des Brennstoffs in elektrische Energie. Da der Umweg über die thermische und mechanische Energie entfällt, ist der Carnot-Wirkungsgrad nicht der limitierende Faktor, und Brennstoffzellen können erheblich höhere elektrische Wirkungsgrade als herkömmliche Aggregate erzielen.

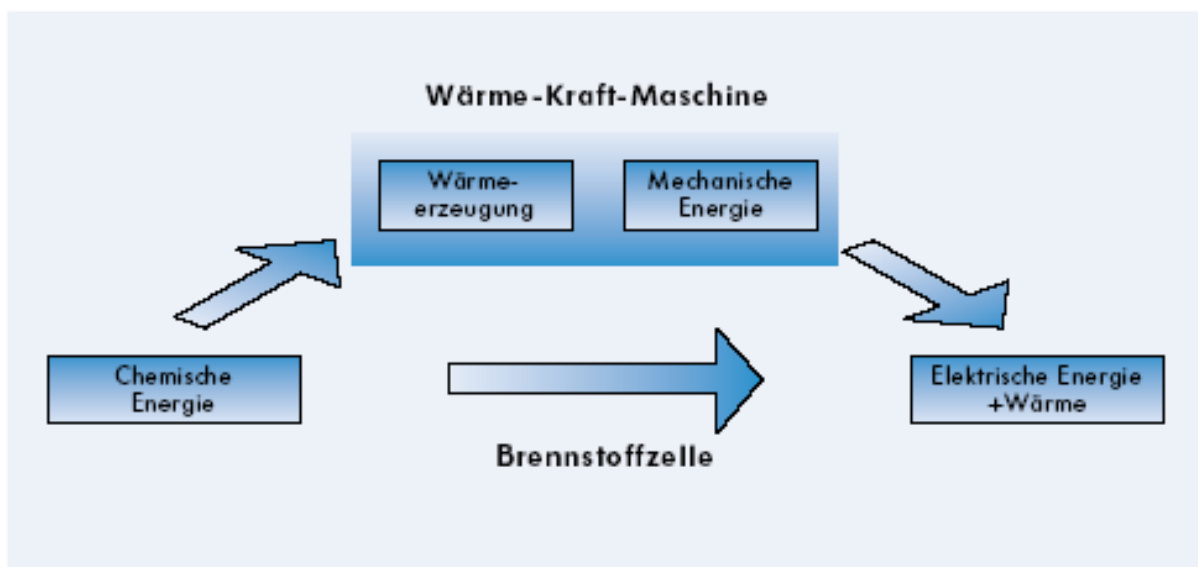


Abbildung 4-21: Umwandlungsstufen bei der Strom- und Wärmeerzeugung mit einer Wärme-Kraft-Maschine und einer Brennstoffzelle [52]

Funktionsweise

Das Funktionsprinzip der Brennstoffzelle entspricht der Umkehrung der Elektrolyse von Wasser. Bei der Wasserelektrolyse wird durch Anlegen einer Spannung an zwei Elektroden das Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff aufgespalten.

Werden umgekehrt die Elektroden mit Wasserstoff (bzw. wasserstoffreichem Gas) und mit Sauerstoff (bzw. Luft) umspült, so wird durch die stark exotherme Knallgasreaktion (Vereinigung von Wasserstoff und Sauerstoff zu Wasser) eine Gleichspannung messbar und Wärme frei. Für ein kontinuierliches Aufrechterhalten des Prozesses muss eine gleichmäßige Zufuhr der Prozessgase gewährleistet sein. [29]

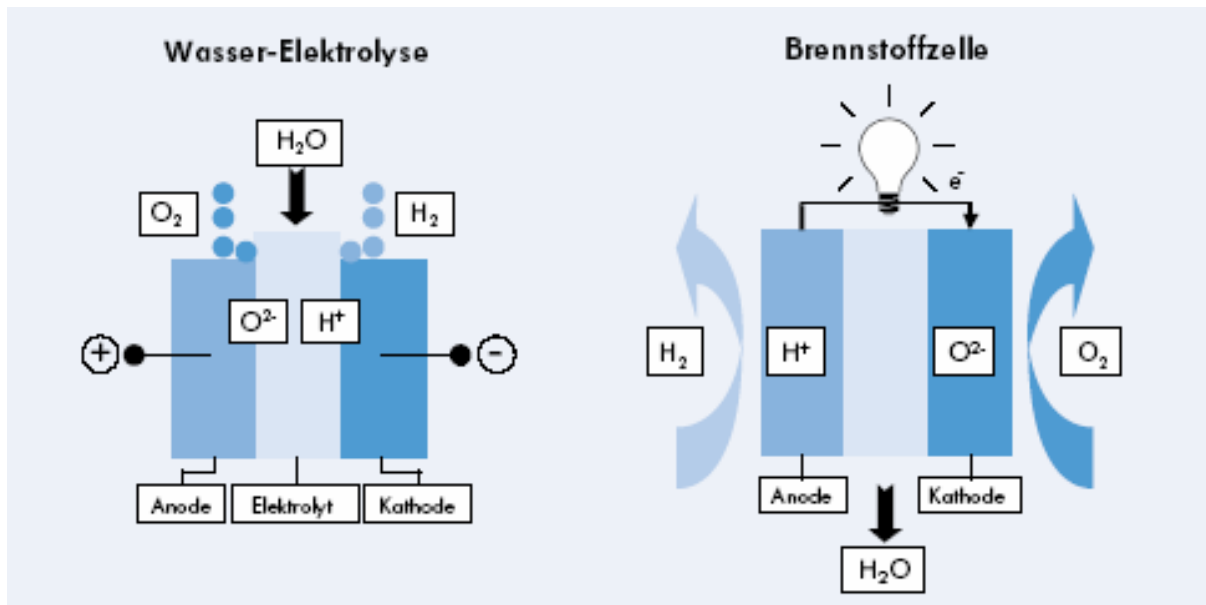


Abbildung 4-22: Funktionsprinzipien von Wasser-Elektrolyse und Brennstoffzelle [52]

Klassische Schadstoffe wie beispielsweise CO und NO_x werden dabei nicht gebildet.

Die theoretische Leerlaufspannung beträgt bei Raumtemperatur 1,23 V. Um höhere Spannungen und Leistungsdichten zu realisieren, werden Zellen in Serie zum sogenannten Zellstapel geschaltet.

Von der Zelle über den Stapel bis zur Anlage

Die maximale elektrische Spannung einer einzelnen Zelle beträgt beim offenen Stromkreis in Abhängigkeit der Gaszusammensetzung ca. 0,9–1,1 V. Während des Betriebes der Zelle, d. h. bei Stromfluss, sinkt dieser Wert auf ca. 0,7 V ab. Für technische Anwendungen müssen daher mehrere solcher Einzelzellen zu Zellenstapeln (engl. „Stacks“) zusammengeschaltet werden, um praktikable Spannungen zu erzielen. Die Zusammenschaltung erfolgt überwiegend in Sandwich-Bauweise, soll heißen, dass die einzelnen Zellen aufeinander gestapelt werden. Zwischen die einzelnen Zellen werden sog. bipolare Platten eingefügt, die sowohl die Zufuhr der Reaktanden (Luft und Wasserstoff) zu den Elektroden als auch die Stromleitung in der Stapelachse bewerkstelligen.

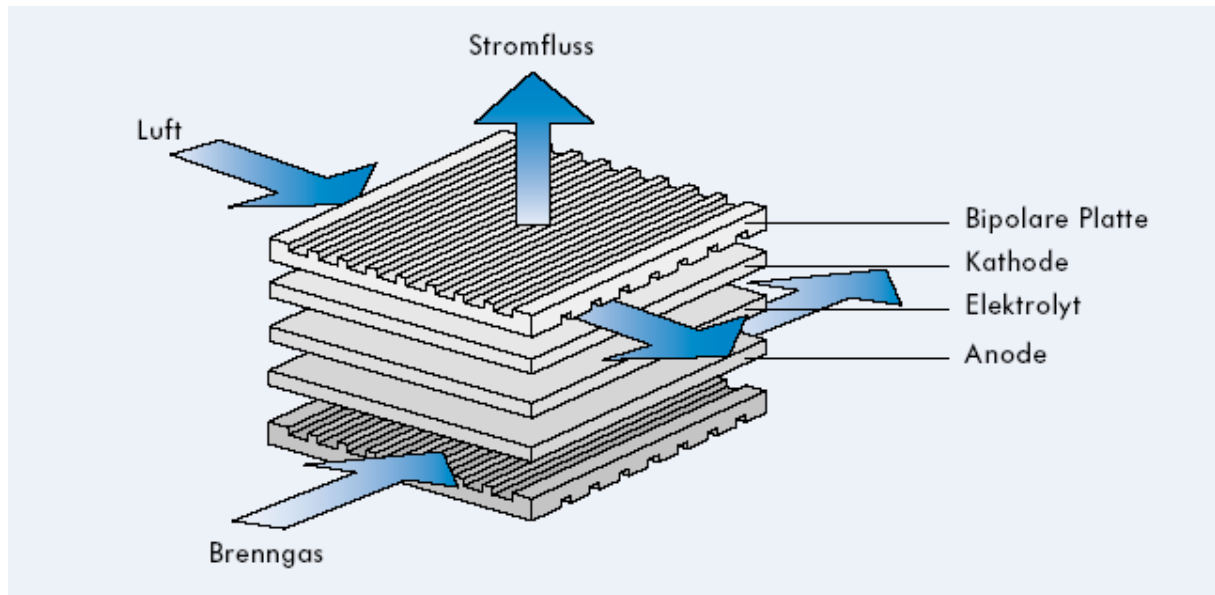


Abbildung 4-23: Aufbau eines Brennstoffzellenstapels [52]

Für den effizienten und sicheren Betrieb einer BZ-Anlage sind neben dem eigentlichen Zellenstapel diverse periphere Komponenten notwendig. Besondere Bedeutung hat dabei vor allem die Gasaufbereitung, bestehend aus Reformierung und Gasreinigung.

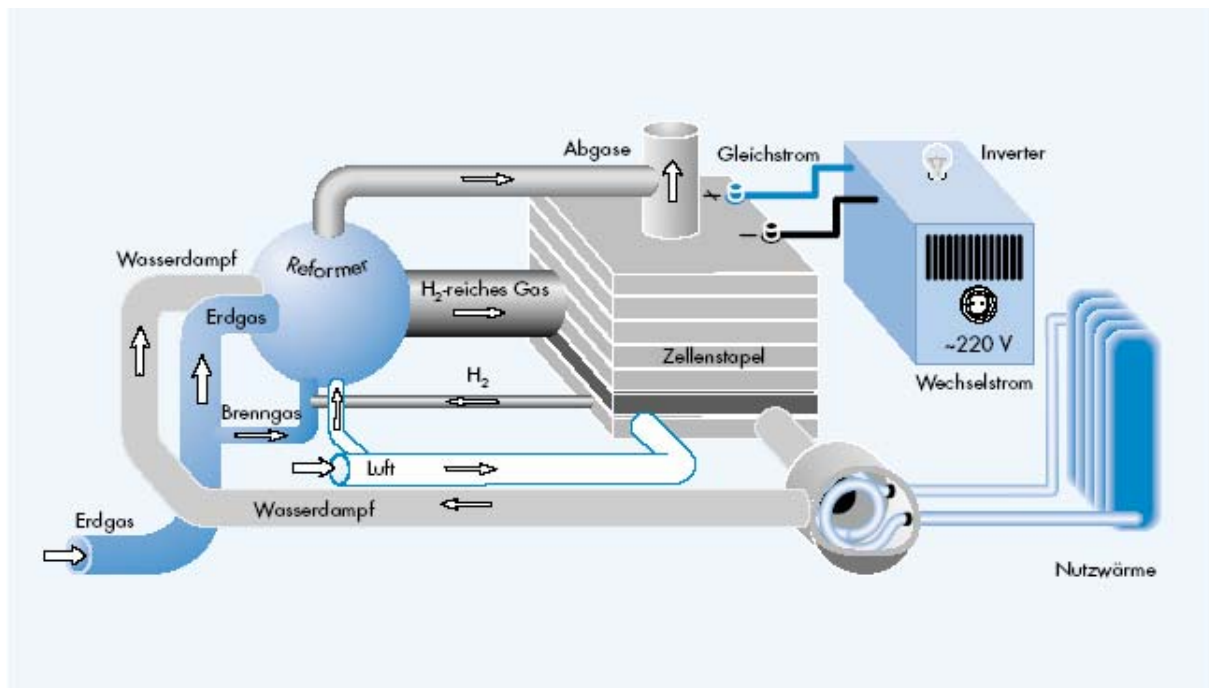
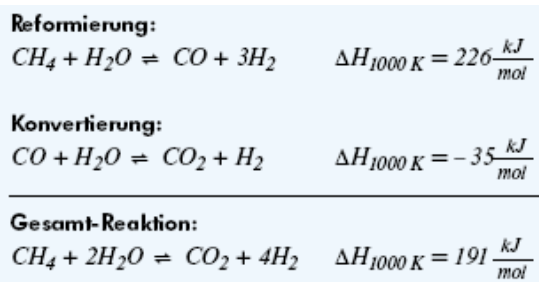


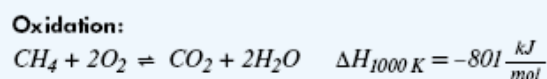
Abbildung 4-24: Block-Diagramm einer Brennstoffzellenanlage [52]

Gasaufbereitung

Da Wasserstoff weder leitungsgebunden in ausreichendem Maße noch kostengünstig zur Verfügung steht, muss im ersten Schritt in einem so genannten Reformier aus fossilen Brennstoffen ein wasserstoffreiches Gas generiert werden. Aufgrund seiner Verfügbarkeit und der gut ausgebauten Infrastruktur bietet sich Erdgas als Energieträger an. Alternativ kommen auch Kohlegas, Klärgas, Biogas und Methanol in Betracht. Da Erdgas aus Sicherheitsgründen mit Schwefelverbindungen odorisiert wird, die den Reformier inaktivieren oder in der Brennstoffzelle zu Korrosion führen würden, sind mit Hilfe einer vorgeschalteten Entschwefelung alle schwefelhaltigen Komponenten zu entfernen. In dem eigentlichen Reformier wird das eingesetzte Erdgas, das überwiegend aus Methan besteht, mit Wasserdampf katalytisch zu Wasserstoff umgesetzt. Dieses Verfahren wird seit langer Zeit zur großtechnischen Wasserstoffproduktion eingesetzt. Anlagen mit einer Kapazität von 100.000 Nm³/h H₂ sind Standard. Die Reaktion erfolgt bei 700–900°C an Nickel-Katalysatoren. Bei diesem Prozess, der auch als katalytische Dampfreformierung bezeichnet wird, entstehen Wasserstoff, Kohlenmonoxid und Kohlendioxid. Die Ausbeute an Wasserstoff wird dadurch erhöht, dass das gebildete Kohlenmonoxid mit überschüssigem Wasserdampf zu Kohlendioxid und Wasserstoff umgesetzt wird („Konvertierung“ oder „Shift-Reaktion“).



Da die Reformierungs-Reaktion stark endotherm verläuft, muss dem Reformier Wärme zugeführt werden, um eine möglichst vollständige Umsetzung zu erreichen. Bei Lastwechseln bzw. Anfahrvorgängen kann die Wärmezufuhr für die Dynamik der gesamten BZ-Anlage entscheidend sein. Um das Lastwechselverhalten zu optimieren, kann daher ein alternatives Reformierverfahren angewendet werden, die „partielle Oxidation“. Hierbei werden dem Reformier Erdgas, Luft und Wasser zugeführt. Ein Teil des Erdgases wird im Reformier katalytisch mit Luft zu Wasser und Kohlendioxid verbrannt. Die hierbei produzierte Wärme steht somit direkt der endothermen Reformierungsreaktion des restlichen Erdgases zur Verfügung.



Durch geschickte Dosierung der Luftmenge lässt sich die Reaktion so steuern, dass die bei der Verbrennung erzeugte Wärme genau der bei der Reformierung benötigten Wärme entspricht („autotherme Reformierung“).

Je nach BZ-Typ kann es notwendig werden, das durch Reformierung erhaltene Gasgemisch weitgehend von Kohlenmonoxid zu befreien. Diese Gasreinigung besteht gewöhnlich aus einer weiteren Konvertierungsstufe und einer anschließenden selektiven Oxidation des

Kohlenmonoxids zu Kohlendioxid (Shift-Reaktion). Sehr reinen Wasserstoff erhält man auch durch Einsatz von Membranen, die nur für Wasserstoff durchlässig sind. Nachteilig wirkt sich hier allerdings der hohe Druckabfall an der Membran aus. Das im Reformier generierte wasserstoffreiche Gas wird nachfolgend im Stapel mit Luft bzw. Sauerstoff elektrochemisch umgesetzt. Die Umsetzung des Wasserstoffs erfolgt nicht zu 100 %. Überschüssiger Wasserstoff im Anodenabgas wird entweder katalytisch nachverbrannt oder der Anode wieder zugeführt.

Brennstoffzellen-Typen

In der Brennstoffzellentechnik werden im Wesentlichen fünf bis sechs verschiedene Typen unterschieden. Als Unterscheidungskriterium dienen der Elektrolyt und davon abhängig die Betriebstemperatur des Zellstapels.

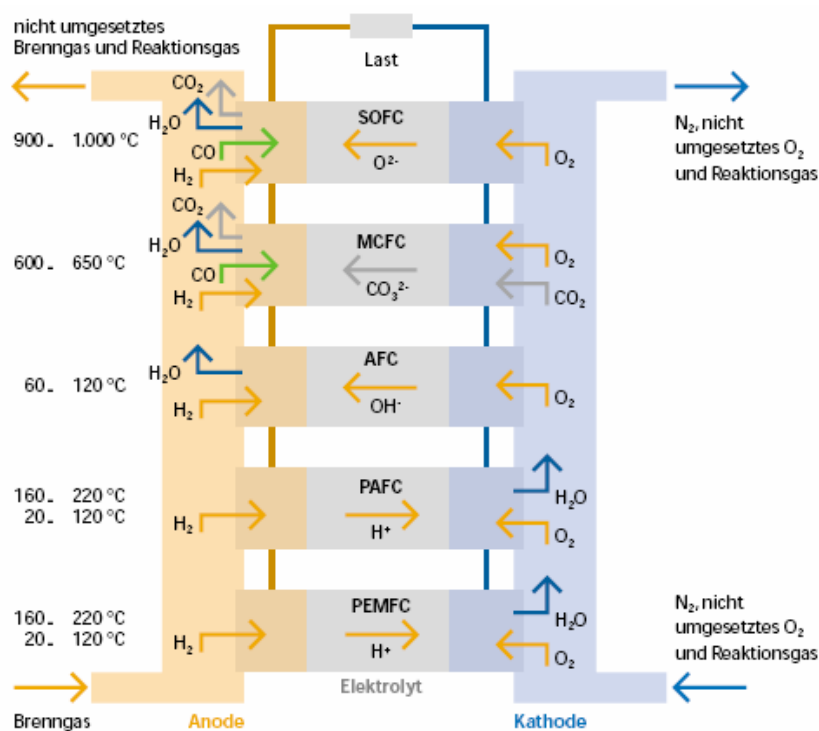


Abbildung 4-25: Chemische Unterschiede der Brennstoffzellentypen [53]

Niedertemperatur-Brennstoffzellen (Arbeitstemperatur 80 – 220 °C)	
AFC	Alkaline Fuel Cell, Alkalische Brennstoffzelle
PEFC	Polymer Electrolyte Fuel Cell, Polymerelektrolytmembran-Brennstoffzelle
PAFC	Phosphoric Acid Fuel Cell, phosphorsaure Brennstoffzelle
DMFC	Direct Methanol Fuel Cell, Direktmethanol-Brennstoffzelle

Tabelle 4-7: Niedertemperatur-Brennstoffzellen-Typen

DMFC sind derzeit kommerziell als KWK-Anlage nicht verfügbar.

Hochtemperatur-Brennstoffzellen (Arbeitstemperatur 600 – 1000 °C)	
MCFC	Molten Carbonate Fuel Cell, Karbonatschmelze-Brennstoffzelle
SOFC	Solide Oxid Fuel Cell, oxidkeramische Brennstoffzelle

Tabelle 4-8: Hochtemperatur-Brennstoffzellen-Typen

AFC Alkalische Brennstoffzelle

(AFC, Alkaline Fuel Cell)

Die alkalische Brennstoffzelle benötigt hochreinen Wasserstoff und hochreinen Sauerstoff als Reaktionspartner. Als Elektrolyt wird Kalilauge verwendet, in der OH⁻-Ionen von der Kathoden- zur Anodenseite wandern. Damit verbunden ist allerdings auch eine sehr hohe Empfindlichkeit gegenüber Kohlendioxid (CO₂).

Die AFC zählt mit einer Arbeitstemperatur von max. 80°C zu den Niedertemperaturbrennstoffzellen. Trotz des sehr hohen elektrischen Wirkungsgrades von ca. 60 % ist die Anwendung bisher auf Nischen in der Raumfahrt und im U-Boot-Bereich beschränkt. AFC-Aggregate werden heute noch zur Stromproduktion im Spaceshuttle verwendet. In den o. g. Bereichen wurde zwar die Marktreife erreicht, für die Energiewirtschaft wird wegen der hohen Brennstoffkosten des reinen Wasserstoffs und Sauerstoffs aber keine Verwendung gesehen.

PEMFC Polymerelektrolytmembran-Brennstoffzelle

(PEMFC, Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cell bzw. Proton Exchange Membrane Fuel Cell; auch SPFC, Solid Polymer Fuel Cell)

Für die Polymerelektrolytmembran-Brennstoffzelle gibt es in der angelsächsischen Literatur verschiedene Bezeichnungen: SPFC, PEFC oder PEMFC. Die PEMFC wird anodenseitig mit Wasserstoff und kathodenseitig mit Luft-Sauerstoff betrieben. Aufgrund der geringen CO-Akzeptanz der Zelle (maximal 10 ppm) sind die Anforderungen an die Brennstoffaufbereitung relativ hoch. Die Verwendung von reformiertem Erdgas ist durch eine zusätzliche Gasfeinreinigung (z.B. selektive CO-Oxidation) möglich. Bei der elektrochemischen Reaktion im Zellstapel wandern H⁺-Ionen durch den festen Elektrolyten von der Anode zur Kathode.

Die Arbeitstemperatur der PEMFC von 70–90°C erlaubt die Auskopplung von Nutzwärme und damit den Einsatz als BHKW zur dezentralen Energieversorgung im kleinen und mittleren Leistungsbereich. Ideale Voraussetzungen bieten PEM-Brennstoffzellen als zukunftsweisender Antrieb in Kraft- und Nutzfahrzeugen. Eine kostengünstige Serienproduktion erscheint zukünftig möglich, und die mobile Anwendung im Kraftfahrzeugbereich würde einen großen Markt für die PEMFC darstellen. Zahlreiche führende Automobilkonzerne arbeiten mit Nachdruck und großem finanziellem Aufwand an der Weiterentwicklung in diesem Bereich.

Als Einsatzbereich für die PEMFC bietet sich aufgrund der Arbeitstemperatur von ca. 80°C insbesondere auch die Hausenergieversorgung an. Der Leistungsbereich liegt hier zwischen 1–10 kWel. Derartige Anlagen könnten beispielsweise zur thermischen und elektrischen Versorgung von Ein- und Mehrfamilienhäusern sowie von kleineren Gewerbebetrieben eingesetzt werden. Sollte keine Strom- bzw. Wärmeanforderung auf der Kundenseite bestehen, kann die Anlage auf Leerlauf heruntergefahren und bei Bedarf wieder eingeschaltet werden. Zur Zeit hat noch kein Aggregat die Marktreife erzielt, jedoch wird weltweit mit großem Forschungs- und Entwicklungsaufwand daran gearbeitet.

Im Bereich der dezentralen Energieerzeugung bietet sich neben der Hausenergieversorgung auch der Einsatz von PEMFC-BHKW zur Nahwärmeversorgung an. Speziell im elektrischen Leistungsbereich zwischen 100 kW und 500 kW wird von einigen Unternehmen ein zukünftiger Markt für PEMFC-BHKW gesehen.

Über die BHKW-Anwendung hinaus werden auch PEMFC-Kleinanlagen zur Stromerzeugung im Leistungsbereich <1 kW für den Einsatz als Batterieersatz, für Beleuchtungen oder als Notstromaggregat entwickelt, die mit reinem Wasserstoff betrieben werden.

PAFC Phosphorsaure Brennstoffzelle

(Phosphoric Acid Fuel Cell)

Die PAFC ist die Brennstoffzellentechnik, deren Kommerzialisierung mit Abstand am weitesten fortgeschritten ist. Mit einer Arbeitstemperatur zwischen 170–200 °C ist diese Anlage für den Einsatz als BHKW in der dezentralen Energieversorgung geeignet. Neben Erdgas können auch Wasserstoff oder Sondergase für den Anlagenbetrieb eingesetzt werden.

Der Elektrolyt der phosphorsauren Brennstoffzelle besteht aus flüssiger Phosphorsäure, die in einer Matrix gebunden ist. Wie bei der PEMFC wandern auch hier H⁺-Ionen von der Anode zur Kathode.

An der Anode wird Wasserstoff aus reformiertem Erdgas und an der Kathode Luft-Sauerstoff zugeführt. Da die Elektroden zur Beschleunigung der Umsetzungen Edelmetall-Katalysatoren enthalten, darf der Anteil an Kohlenmonoxid 1% nicht überschreiten. Bei der Verwendung des eingesetzten Brenngases muss auch auf einen niedrigen Stickstoffanteil geachtet werden, da Stickstoff im Reformier zu Ammoniak reduziert wird. Das Ammoniak reagiert mit der Phosphorsäure und macht auf die Dauer den Elektrolyten unbrauchbar.

Das einzige bisher kommerziell erhältliche PAFC-BHKW hat eine elektrische Leistung von 200 kW und eine thermische Leistung von 220 kW. Das amerikanische Unternehmen ONSI/IFC hat bereits ca. 200 Anlagen dieses Typs verkauft. Der Anwendungsbereich liegt hierbei überwiegend in der dezentralen Energieversorgung. Nahwärmenetze mit max. 75 °C Vorlauftemperatur sind optimale Versorgungsgebiete. Ein einzelnes Aggregat kann ca. 20 Wohneinheiten mit Wärme und 60 Wohneinheiten mit Strom versorgen. Wahlweise ist die Möglichkeit zur Installation einer Hochtemperatur-Auskopplung mit einer Vorlauftemperatur von maximal 120 °C gegeben. Dadurch werden Anwendungen mit Kraft- Wärme-Kälte-Kopplung möglich. Stromgeführt kann die Anlage als Notstromaggregat mit Inselschaltung, z. B. in Krankenhäusern, eingesetzt werden. Die Anlagen weisen bei Betriebsbeginn einen elektrischen Wirkungsgrad von 40 % auf, der nach 40.000 Betriebsstunden auf ca. 35 % sinkt. Der Gesamtwirkungsgrad dieser Anlagen beträgt ca. 85 %.

MCFC Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle

(MCFC, Molten Carbonate Fuel Cell)

Die hohe Arbeitstemperatur der MCFC von 650°C erlaubt zusätzlich zur Wärmeversorgung eine Auskopplung von Prozessdampf. Dieser kann eine nachgeschaltete Dampfturbine antreiben, um den elektrischen Wirkungsgrad zu erhöhen. Hohe Arbeitstemperaturen stellen besondere Anforderungen an die Werkstoffwahl. Dies betrifft aufgrund der aggressiven flüssigen Salzschnmelze insbesondere die Korrosionsbeständigkeit der metallischen Zellkomponenten.

Der Elektrolyt der MCFC besteht aus einer Mischung von Kaliumkarbonat K₂CO₃ und Lithiumkarbonat Li₂CO₃ und ist in eine Matrix eingebunden. Der Schmelzpunkt des Karbonatgemisches liegt bei ca. 480 °C. Bei der Betriebstemperatur von 650°C weist die Salzschnmelze eine gute elektrolytische Leitfähigkeit auf. Um eine hohe Lebensdauer des

Aggregates zu erzielen, sollte die MCFC immer auf Betriebstemperatur gehalten werden. Die MCFC kann mit Erdgas oder Sondergasen betrieben werden. Je nach Konzept wird durch eine externe oder interne Reformierung daraus Wasserstoff produziert. Die Kathodenkammer der MCFC wird mit einem Gemisch aus Luft und Kohlendioxid gespeist. Der Sauerstoff der Luft und das Kohlendioxid lösen sich im Elektrolyten und bilden dort neue Karbonat-Ionen. Der Elektrolyt fungiert als Karbonat-Ionenleiter. Während des Prozesses wandern CO_3^{2-} -Ionen durch die Karbonatschmelze von der Kathode zur Anode und reagieren dort mit dem Wasserstoff zu Kohlendioxid und Wasser.

Die hohe Abwärmtemperatur von maximal 550 °C macht MCFC-Anlagen insbesondere für die industrielle Kraft-Wärme-Kopplung, d. h. die Erzeugung von Prozessdampf und Strom, interessant. So werden MCFC-BHKW mit einer elektrischen Leistung zwischen 300 kW und 1 MW konzipiert, die einen elektrischen Wirkungsgrad von ca. 50 % aufweisen sollen. Durch Kopplung mit einer Dampfturbine erwartet man zukünftig Wirkungsgrade von bis zu 65 % bei Erdgasbetrieb.

Die bisher größte MCFC-Anlage mit einer elektrischen Leistung von 2 MW und einem elektrischen Wirkungsgrad von 44 % wurde 1996 von dem amerikanischen Unternehmen Energy Research Corporation (ERC) über einen Zeitraum von 4.000 h betrieben. Neben ERC arbeitet das deutsche Unternehmen MTU an der Entwicklung von MCFC-BHKW. MTU hat in Zusammenarbeit mit Haldor Topsoe A/S, Elkraft, Ruhrgas und RWE die Arbeitsgemeinschaft MCFC gebildet und ein kompaktes MCFCBHKW („Hot Module“) mit einer elektrischen Leistung von ca. 300 kW entwickelt. Eine Demonstrationsanlage hat Ende 1999 in Bielefeld den Betrieb aufgenommen.

SOFC Oxidkeramische Brennstoffzelle

(SOFC, Solid Oxide Fuel Cell)

Die oxidkeramische Brennstoffzelle wird aufgrund ihrer Arbeitstemperatur von 900–1.000°C den Hochtemperaturbrennstoffzellen zugeordnet. Ebenso wie bei der MCFC kann auch bei der SOFC Prozesswärme ausgekoppelt werden. Dadurch ist die SOFC für die Kraft-Wärme-Kopplung in der Kraftwerkstechnik und für industrielle Anwendungen geeignet.

Der Elektrolyt der SOFC besteht aus einer Zirkondioxidkeramik. Die Dotierung mit Yttriumoxid ermöglicht eine gute Leitfähigkeit für Sauerstoff-Ionen bei Temperaturen oberhalb 800 °C. Da die Arbeitstemperatur der SOFC bei 900–1.000 °C liegt, lässt sich auch in diesem Fall der Reformierprozess in die Zelle integrieren. Die SOFC kann mit Erdgas oder Sondergasen betrieben werden.

Der Sauerstoff der Luft wird an der Phasengrenzfläche Kathode/Elektrolyt zu Sauerstoff-Ionen reduziert. Während des Prozesses wandern O_2^{--} -Ionen von der Kathode, die mit Luft versorgt wird, zur Anode und reagieren dort mit dem Wasserstoff zu Wasser. Bei der SOFC werden zwei verschiedene Konzepte für den Zellstapel-Aufbau verfolgt:

- Planarer Aufbau, bei dem der Verbund aus Anode, Elektrolyt und Kathode als dünne, flache Scheibe ausgeführt ist. Zum Aufbau eines Stapels wird eine große Anzahl dieser Scheiben – durch metallische oder keramische bipolare Platten getrennt – in

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

Reihe geschaltet. Dieser Aufbau ist auch bei allen anderen Brennstoffzellentypen zu finden.

- Tubularer Aufbau. Hierbei sind die elektrochemisch aktiven Elemente als lange, einseitig geschlossene Röhren ausgeführt. Dieses System erlaubt unterschiedliche Materialausdehnungskoeffizienten von Elektroden und Elektrolyt, ohne dass es zum Spannungsbruch im Brennstoffzellenstapel kommt.

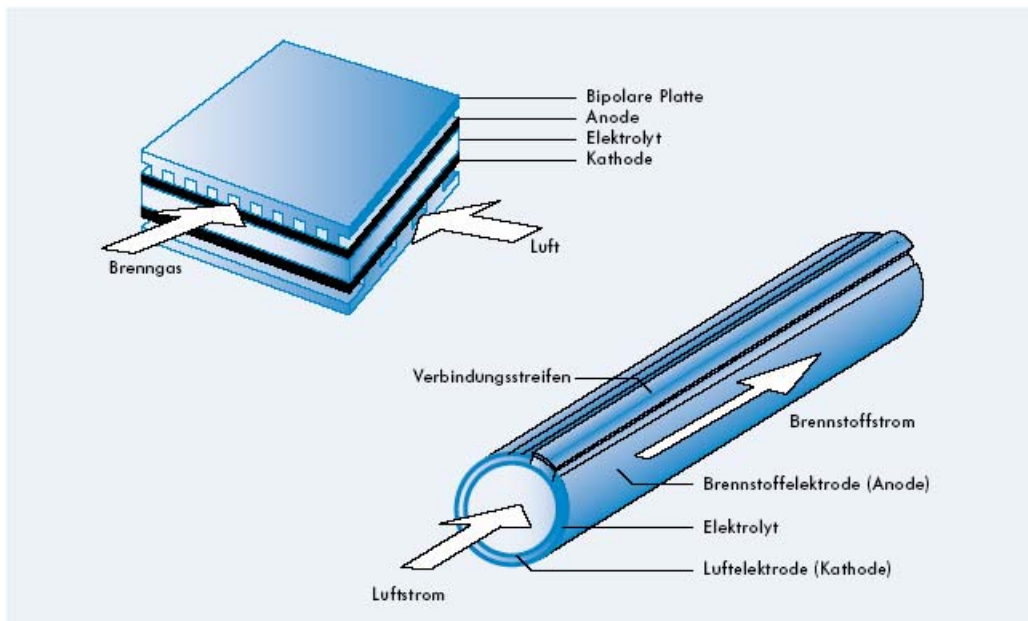


Abbildung 4-26: SOFC – planare Technologie und Röhrentechnologie [52]

Die hohe Abgastemperatur macht die SOFC vor allem für die Kraft-Wärme-Kopplung interessant. Die Gebäudeversorgung mit SOFC-Mini-BHKW als auch die industrielle Kraft-Wärme-Kopplung sind viel versprechende Einsatzgebiete.

Bei druckbetriebenen größeren Anlagen ist neben der Erzeugung von Prozessdampf die Kopplung mit einer Gasturbine möglich. Auf diese Weise könnten elektrische Wirkungsgrade von bis zu 70 % erreicht werden.

Der weltweit führende Entwickler von SOFC-Anlagen Siemens/Westinghouse hat bereits mehrere tubulare SOFC-Anlagen in der Leistungsklasse 25 kW ausgeliefert und z. T. mehr als 13.000 h betrieben. Seit 1998 betreibt Westinghouse eine 100-kW-Anlage in den Niederlanden. Bei Nennleistung erreicht diese Anlage einen elektrischen Wirkungsgrad von 42 % und einen Gesamtwirkungsgrad von 76 %. Darüber hinaus ist die Errichtung von gekoppelten SOFC-Gasturbinen-Anlagen mit ca. 300 kW bzw. 1 MW Leistung, die einen elektrischen Wirkungsgrad von bis zu 63 % aufweisen sollen („SureCell“-Konzept), geplant.

Die einzige thermisch autarke SOFC-Anlage in Flachzellenbauweise demonstriert seit 1997 das Schweizer Unternehmen Sulzer Hexis. Die netzgekoppelte Demonstrationsanlage liefert eine elektrische Leistung von 1 kW und ist in Kombination mit einem Spitzenkessel zur Versorgung von Einfamilienhäusern konzipiert.

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

Sowohl im Hinblick auf eine Erhöhung der Lebensdauer der SOFC als auch zur Kostenminimierung der gesamten Anlage wird generell eine Absenkung der Betriebstemperatur von derzeit ca. 1.000°C auf ca. 800°C angestrebt. Zur Erreichung dieses Ziels werden z. Z. zwei Konzepte verfolgt, zum einen die Verringerung der Elektrolytdicke und zum anderen der Einsatz eines alternativen Festelektrolyten.

Anmerkung: Der folgende Kriterienkatalog unterscheidet sich zum Basiskatalog, wie er in Kapitel 4 dargestellt ist dadurch, dass er um jene Kriterien bzw. Kenngrößen gekürzt wurde, für welche keine Werte ermittelt werden konnten.

Nochmals sei darauf hingewiesen, dass es sich bei den, in den Kriterienkatalogen **grün und fett** eingetragenen Werten, um spezifische (Leistungs-)Daten und Informationen handelt, wie sie durch die Verfeuerung von regenerativen Brennstoffen (Primärenergieträgern), wie z.B. Biomasse, auftreten.

4.3.9.1 Niedrigtemperatur-Brennstoffzellen

Teil 1: Allgemeine Informationen/Kriterien

Kriterienkatalog: Niedertemperatur-Brennstoffzellen					
1	Dezentrale Erzeugungseinheit / Technologie	AFC Alkaline Fuel Cell (Alkalische Brennstoffzelle)	PE(M)FC Proton Exchange Membrane Fuel Cell (Polymerelektrolytmembran Brennstoffzelle)	PAFC Phosphoric Acid Fuel Cell (Phosphorsäure Brennstoffzelle)	DMFC Direct Methanol Fuel Cell (Direkte Methanol Brennstoffzelle)
2	Charakteristika	Hoher energetischer Wirkungsgrad, Unverträglichkeit gegenüber CO ₂ (< 50 ppm)	Hohe Leistungsdichten, Unverträglichkeit gegenüber CO (< 100 ppm)	Limitierter energetischer Wirkungsgrad, Unverträglichkeit gegenüber CO (< 15.000 ppm)	Hoher Systemwirkungsgrad, Unverträglichkeit gegenüber den Oxidationsprodukten anodenseitig
3	Primärenergieträger / Brennstoffe (Möglich, Nicht möglich)				
	Erdöl	Möglich	Möglich	Möglich	Möglich
	Erdgas	Möglich	Möglich (bevorzugt)	Möglich (bevorzugt)	Möglich (bevorzugt)

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

	Braunkohle	Nicht möglich	Nicht möglich	Nicht möglich	Nicht möglich
	Steinkohle	Nicht möglich	Nicht möglich	Nicht möglich	Nicht möglich
	(Müll)	Nicht möglich	Nicht möglich	Nicht möglich	Nicht möglich
	Wasserstoff	Möglich (bevorzugt)	Möglich (bevorzugt)	Möglich (bevorzugt)	Möglich (bevorzugt)
	Methanol	Möglich	Möglich (bevorzugt)	Möglich	Möglich (bevorzugt)
	Wasser	Nicht möglich	Nicht möglich	Nicht möglich	Nicht möglich
	Solarenergie	Nicht möglich	Nicht möglich	Nicht möglich	Nicht möglich
	Wind	Nicht möglich	Nicht möglich	Nicht möglich	Nicht möglich
	Biomasse fest	Nicht möglich	Nicht möglich	Nicht möglich	Nicht möglich
	Biomasse flüssig	Möglich	Möglich	Möglich	Möglich
	Biogas	Möglich	Möglich	Möglich	Möglich
	Deponiegas	Möglich	Möglich	Möglich	Möglich
	Klärgas	Möglich	Möglich	Möglich	Möglich
	Geothermie	Nicht möglich	Nicht möglich	Nicht möglich	Nicht möglich
4	Prognostizierbarkeit	Gut	Gut	Gut	Gut

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

	Sehr gut				
	Gut				
	Neutral				
	Schlecht				
	Sehr schlecht				
5	Anwendung(en), Einsatzgebiete	Weltraum (space shuttle), Fahrzeuge	Fahrzeuge (PKWs, Busse, kleine Spezialfahrzeuge), Mini-BHKWs, Notstrom-BHKWs, Notebooks dezentral	BHKWs, (Fahrzeuge) dezentral	Fahrzeuge, Handys, Notebooks dezentral
6	Nutzung der (Ab-)Wärme (bei KWK)	Prozess – oder Fernwärme	Prozess – oder Fernwärme	Prozess – oder Fernwärme	Prozess – oder Fernwärme
7	Standort / Einsatzort / Situierung (ländlicher Raum, Stadt, Siedlung,...) -> verbraucher- oder erzeugerorientiert	Ländlicher Raum, Siedlung, KMUs Verbraucher- und erzeugerorientiert	Ländlicher Raum, Siedlung, KMUs Verbraucher- und erzeugerorientiert	Ländlicher Raum, Siedlung, KMUs Verbraucher- und erzeugerorientiert	Ländlicher Raum, EFH, KMUs Verbraucher- und erzeugerorientiert
8	Technologie- Entwicklungsstand	Demonstration bis Marktreife	Demonstration	Demonstration bis	Pilot bis Demonstration

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

	Labor			Marktreife	
	Pilot				
	Demonstration				
	Marktreife				
	Marktdurchdringung				

Teil 2: Technologie

Technische Auslegung/Konzeption

Dieses Unterkapitel konzentriert sich auf die *konzipierten* technischen (Leistungs-)Daten im Gegensatz zu den betrieblichen (Leistungs-) Daten, angeführt im nächsten Unterkapitel.

Kriterienkatalog: Niedertemperatur-Brennstoffzellen					
1	Elektrische Nennleistung / Dauerleistung / Engpassleistung / Elektrischer Nenn- Leistungsbereich [kW _{el} , MW _{el}]	1 – 120 kW _{el}	1 – 250 kW _{el}	50 kW _{el} – 20 MW _{el}	
3	Spezifische Leistungsdichte		1.000 mA/cm ² und 0,7 V	350 mA/cm ² und 0,6 V	500 mA/cm ² und 0,6 V

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

	[W/m ²] , [mW/cm ²]		700 mW/cm ²	210 mW/cm ²	300 mW/cm ²
5	Wärmeauskopplungsfähig (Ja, Nein)	Ja	Ja	Ja	Ja
	Ausführung als BHKW (Möglich, Nicht möglich)	Möglich	Möglich (bevorzugt)	Möglich (bevorzugt)	Möglich
6	Betriebsweise (strom- und/oder wärmegeführt)		Strom- oder wärmegeführt	Strom- oder wärmegeführt	
9	Temperaturniveau des Arbeitsmittels (Eintritts- und Austritts- temperatur[°C], Differenz [K])	60 – 120 °C	60 – 100 °C	160 – 200 °C	60 – 120 °C
10	Konzipierter elektrischer (Anlagen-) Wirkungsgrad (bei Volllast im Jahresdurchschnitt) [in % oder Dezimalen]	≤ 70 %	≤ 40 % (CH ₄) ≤ 60 % (H ₂)	≤ 40 % (CH ₄) ≤ 50 % (H ₂)	≤ 40 %
11	Konzipierter Gesamt- wirkungsgrad / Anlagenwirkungsgrad / Brennstoffausnutzungsgrad (bei Volllast im Jahresdurchschnitt)		≤ 80 %	≤ 90 %	

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

	[in % oder Dezimalen]				
13	Teillastverhalten, Teillastwirkungsgrad [%]	Sehr gut	Sehr gut	Sehr gut	Sehr gut
14	Leistungsregelung	Sehr gut	Sehr gut	Sehr gut	Sehr gut
15	Anlaufzeit [min], [h]		< 0,1 h	1-4 h danach schnelle Lastwechsel mögl.	
16	Lebensdauer der Anlage [h], [a]	mittel	sehr hoch	hoch (40.000 h)	

Betriebliche (Leistungs-)Daten

Gefragt sind reale Leistungsdaten

Kriterienkatalog: Niedertemperatur-Brennstoffzellen					
12	(Zeit-)Verfügbarkeit (Availability) [%]	85 – 90 %	85 – 90 %	85 – 90 %	85 – 90 %

13	Heat Rate = spezifischer Wärmeverbrauch [kJ/kWh _{el}]	~ 5.200 kJ/kWh _{el}	~ 6.000 kJ/kWh _{el}	~ 7.200 kJ/kWh _{el}	~ 9.000 kJ/kWh _{el}
14	Stromkennzahl		~ 1	~ 1	

Einspeisecharakteristik

Kriterienkatalog: Niedertemperatur-Brennstoffzellen					
1	Form des Netzanschlusses (Betriebsführung):	Nicht möglich	Nicht möglich	Nicht möglich	Nicht möglich
	Notstrom bzw. Ersatzstromerzeugung (Anlaufzeit < 1 min)	Möglich	Möglich	Möglich	Möglich
	Schwarzstart (ohne anliegende Spannung)	Möglich	Möglich	Möglich	Möglich
	Inselbetrieb	Möglich	Möglich	Möglich	Möglich
2	Um-/Wechselrichter	Ja	Ja	Ja	Ja
3	Stromerzeugungstechnologie (Generatorart)	DC (Netzeinspeisung über Umrichter)	DC (Netzeinspeisung über Umrichter)	DC (Netzeinspeisung über Umrichter)	DC (Netzeinspeisung über Umrichter)

Teil 3: Ökologische Dimension

Ökologische Daten

Kriterienkatalog: Niedertemperatur-Brennstoffzellen					
3	Sonstige Einflüsse: Lärm [dBA]	~ 60 dBA	~ 60 dBA	~ 60 dBA	

Teil 4: Markt/Ökonomische Dimension

Kriterienkatalog: Niedertemperatur-Brennstoffzellen					
1	Spezifische Investitionskosten (gesamt) [€/kW _{el}]	1.000 €/kW _{el} zukünftig 5.000 €/kW _{el} derzeit	3.000 – 4.000 €/kW _{el}	1.000 – 1.500 €/kW _{el}	

Literaturverweise für Kriterienkatalog Brennstoffzelle: [29], [40], [49], [52], [53], [54], [55], [56], [57], [58], [59]

4.3.9.2 Hochtemperatur-Brennstoffzellen

Teil 1: Allgemeine Informationen/Kriterien

Kriterienkatalog: Hochtemperatur-Brennstoffzellen			
1	Dezentrale Erzeugungseinheit / Technologie	MCFC Molten Carbonate Fuel Cell (Karbonatschmelze Brennstoffzelle)	SOFC Solid Oxid Fuel Cell (Oxidkeramik Brennstoffzelle)
2	Charakteristika	Komplexes BOP (Balance of Plant), Korrosionsprobleme	Hoher Systemwirkungsgrad, F&E-Aktivitäten zur Absenkung der Betriebstemperatur erforderlich!
3	Primärenergieträger / Brennstoffe (Möglich, Nicht möglich)		
	Erdöl	Möglich	Möglich
	Erdgas	Möglich	Möglich (bevorzugt)
	Braunkohle	Nicht möglich	Nicht möglich
	Steinkohle	Nicht möglich	Nicht möglich
	(Müll)	Nicht möglich	Nicht möglich
	Wasserstoff	Möglich (bevorzugt)	Möglich (bevorzugt)

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

	Methanol	Möglich	Möglich
	Wasser	Nicht möglich	Nicht möglich
	Solarenergie	Nicht möglich	Nicht möglich
	Wind	Nicht möglich	Nicht möglich
	Biomasse fest	Nicht möglich	Nicht möglich
	Biomasse flüssig	Möglich	Möglich
	Biogas	Möglich	Möglich
	Deponiegas	Möglich	Möglich
	Klärgas	Möglich	Möglich
	Geothermie	Nicht möglich	Nicht möglich
4	Prognostizierbarkeit	Gut	Gut
	Sehr gut		
	Gut		
	Neutral		
	Schlecht		

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

	Sehr schlecht		
5	Anwendung(en), Einsatzgebiete	BHKWs, industrielle KWK-Anlagen zentral + dezentral	Mini-BHKWs, BHKWs, industrielle KWK-Anlagen, Kombikraftwerke mit Gasturbine zentral + dezentral
6	Nutzung der (Ab-)Wärme (bei KWK)	Prozess – oder Fernwärme	Prozess – oder Fernwärme
7	Standort / Einsatzort / Situierung (ländlicher Raum, Stadt, Siedlung,...) -> verbraucher- oder erzeugerorientiert	Ländlicher und urbaner Raum Verbraucher- und erzeugerorientiert	Ländlicher und urbaner Raum Verbraucher- und erzeugerorientiert
8	Technologie- Entwicklungsstand	Demonstration	Demonstration
	Labor		
	Pilot		
	Demonstration		
	Marktreife		
	Marktdurchdringung		

Teil 2: Technologie

Technische Auslegung/Konzeption

Dieses Unterkapitel konzentriert sich auf die *konzipierten* technischen (Leistungs-)Daten im Gegensatz zu den betrieblichen (Leistungs-) Daten, angeführt im nächsten Unterkapitel.

Kriterienkatalog: Hochtemperatur-Brennstoffzellen			
1	Elektrische Nennleistung / Dauerleistung / Engpassleistung / Elektrischer Nenn- Leistungsbereich [kW _{el} , MW _{el}]	250 kW _{el} – 2 MW _{el}	1 kW _{el} – 20 MW _{el}
3	Spezifische Leistungsdichte [W/m ²] , [mW/cm ²]	160 mA/cm ₂ und 0,75 V 120 mW/cm ²	200 mA/cm ₂ und 0,7 V 140 mW/cm ² tabular -500 mW/cm ² planar
5	Wärmeauskopplungsfähig (Ja, Nein)	Ja	Ja
	Ausführung als BHKW (Möglich, Nicht möglich)	Möglich (bevorzugt)	Möglich (bevorzugt)
6	Betriebsweise (strom- und/oder	Strom- oder wärmegeführt	Strom- oder wärmegeführt

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

	wärmegeführt)		
9	Temperaturniveau des Arbeitsmittels (Eintritts- und Austritts-temperatur[°C], Differenz [K])	500 - 650 °C	800 – 1.000°C
10	Konzipierter elektrischer (Anlagen-) Wirkungsgrad (bei Volllast im Jahresdurchschnitt) [in % oder Dezimalen]	≤ 50 % (≤ 65 % mit DT)	≤ 45 % (≤ 70 % mit DT)
11	Konzipierter Gesamtwirkungsgrad / Anlagenwirkungsgrad / Brennstoffausnutzungsgrad (bei Volllast im Jahresdurchschnitt) [in % oder Dezimalen]	≤ 85 %	≤ 90 %
13	Teillastverhalten, Teillastwirkungsgrad [%]	Sehr gut	Sehr gut
14	Leistungsregelung	Sehr gut	Sehr gut
15	Anlaufzeit [min], [h]	10+ h	5 – 10 h

16	Lebensdauer der Anlage [h], [a]	Mittel – 16.000 h	sehr hoch – 50.000 h
-----------	---	-------------------	----------------------

Betriebliche (Leistungs-)Daten

Gefragt sind reale Leistungsdaten

Kriterienkatalog: Hochtemperatur-Brennstoffzellen			
12	(Zeit-)Verfügbarkeit (Availability) [%]	85 – 90 %	85 – 90 %
13	Heat Rate = spezifischer Wärmeverbrauch [kJ/kWh _{el}]	~ 7.200 kJ/kWh _{el}	~ 8.000 kJ/kWh _{el}
14	Stromkennzahl	Bis zu 1,5	Bis zu 1,5

Einspeisecharakteristik

Kriterienkatalog: Hochtemperatur-Brennstoffzellen			
1	Form des Netzanschlusses (Betriebsführung):	Nicht möglich	Nicht möglich
	Notstrom bzw. Ersatzstromerzeugung (Anlaufzeit < 1 min)	Möglich	Möglich
	Schwarzstart (ohne anliegende Spannung)	Möglich	Möglich
	Inselbetrieb	Möglich	Möglich
2	Um-/Wechselrichter	Ja	Ja
3	Stromerzeugungstechnologie (Generatorart)	DC (Netzeinspeisung über Umrichter)	DC (Netzeinspeisung über Umrichter)

Teil 3: Ökologische Dimension

Ökologische Daten

Kriterienkatalog: Hochtemperatur-Brennstoffzellen			
3	Sonstige Einflüsse: Lärm [dBA]	~ 60 dBA	~ 60 dBA

Teil 4: Markt/Ökonomische Dimension

Kriterienkatalog: Hochtemperatur-Brennstoffzellen			
1	Spezifische Investitionskosten (gesamt) [€/kW_{el}]	1.000 – 1.500 €/kW _{el}	1.000 – 1.500 €/kW _{el}

Literaturverweise für Kriterienkatalog Brennstoffzelle: [29], [40], [49], [52], [53], [54], [55], [56], [57], [58], [59]

4.3.10 Stirlingmotor-Prozess

Verweis: Alle in diesem Abschnitt gemachten Angaben beziehen sich auf Quelle [29]

Funktionsweise

Das durch die Verbrennung erzeugte Rauchgas strömt durch einen Erhitzer-Wärmetauscher und gibt dabei Wärme an das Arbeitsgas im Motor ab. Als Arbeitsmedium kommen Luft, Stickstoff, Helium oder Wasserstoff in Frage. Durch einen zusätzlichen Wärmetauscher kann die Restwärme des Abgases für die Bereitstellung von Wärme genutzt werden. Die Kühlung im Kühler-Wärmetauscher erfolgt durch den Rücklauf des Wärmebereitstellungsnetzes. Die im Motor abgeführte Wärme kann damit weiter genutzt werden (Heizzwecke, ...). Die Arbeitsweise des Stirling-Motors wird anschließend genauer erklärt.

Hauptkomponenten

Anlagen mit Stirlingmotor bestehen aus den folgenden Komponenten: Feuerungsanlage, Stirlingmotor (incl. Erhitzer-Wärmetauscher und Regenerator), Generator, Steuer-, Regelungs- und Sicherheitseinrichtungen sowie Fernwärme-Wärmetauscher.

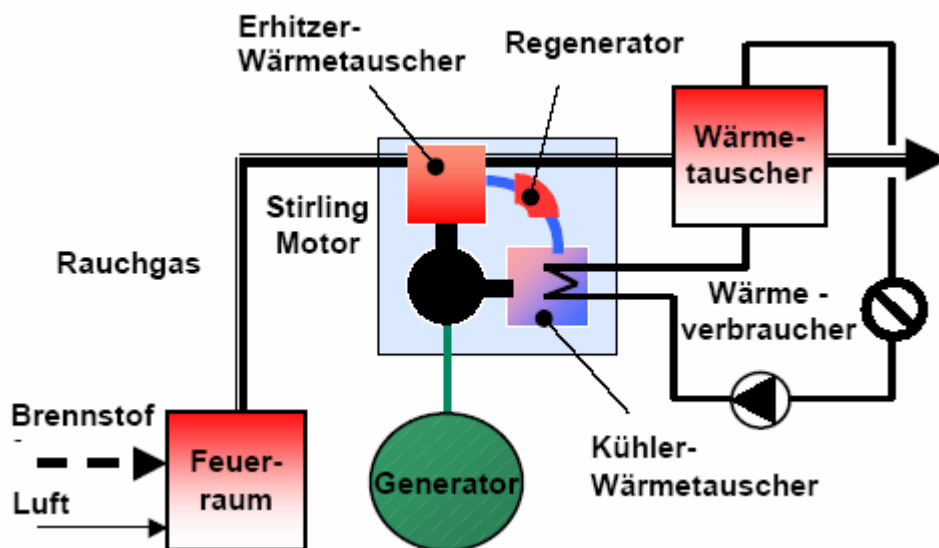


Abbildung 4-27: Aufbau einer KWK-Anlage mit Stirlingmotor [29]

Arbeitsweise des Stirlingmotors

Beim Stirling – Motor bewegt sich das Arbeitsmedium in einem geschlossenen System zwischen zwei Zylindern. Im Arbeitszylinder wird Wärme zur Arbeitsleistung zugeführt, im Kompressionszylinder wird Wärme abgeführt, um die Kompressionsarbeit zu verringern. Beim Verschieben des Arbeitsmediums vom Arbeits- zum Kompressionszylinder wird die Restwärme im Regenerator gespeichert, beim Rücktransport des verdichteten Mediums in

den Arbeitszylinder kann diese gespeicherte Wärme wieder genutzt werden. Im einzelnen besteht ein Arbeitstakt aus folgenden Einzelvorgängen:

1-2: Isochorer Heiztakt:

Durch die Abwärtsbewegung des Kompressionskolbens wird das Gas isochor durch den Regenerator in den überhitzten Arbeitszylinder gedrückt, dessen Kolben sich nach rechts bewegt. Gleichzeitig wird die im Regenerator gespeicherte Wärme (siehe isochorer Kühlтакт) an das Arbeitsmedium abgegeben. Durch die Erhitzung im Arbeitszylinder steigt die Temperatur und der Druck an. Es erfolgt eine Verschiebung des Arbeitsgases vom kalten in den heißen Zylinder.

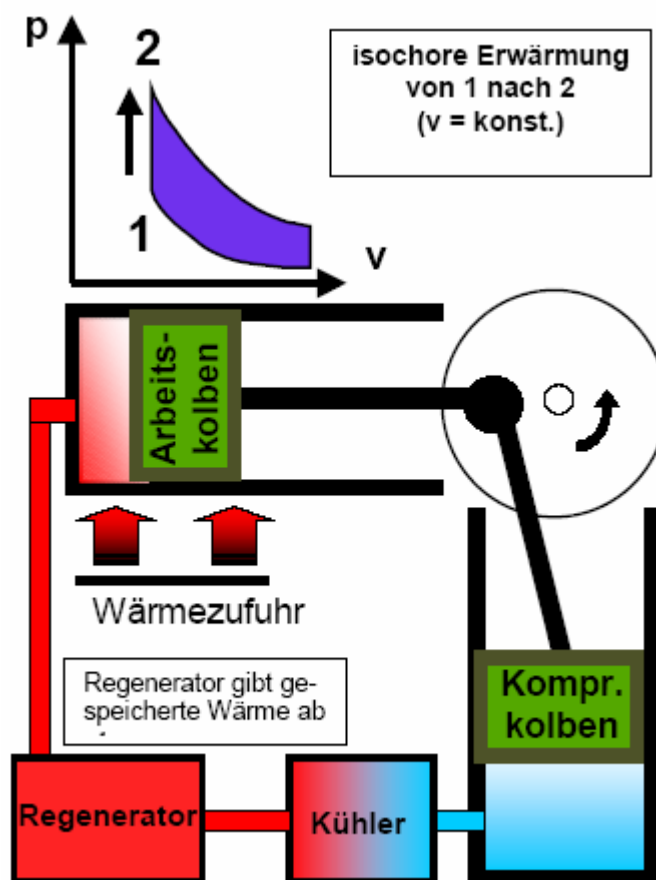


Abbildung 4-28: Funktionsweise des Stirlingmotors: Isochore Wärmezufuhr [29]

2-3: Isothermer Expansionstakt:

Durch die weitere Wärmezufuhr dehnt sich das Arbeitsgas aus und drückt den Arbeitskolben nach rechts. Mechanische Leistung wird auf die Kolbenstange übertragen. Der Kompressionskolben bewegt sich etwas zeitversetzt nach oben.

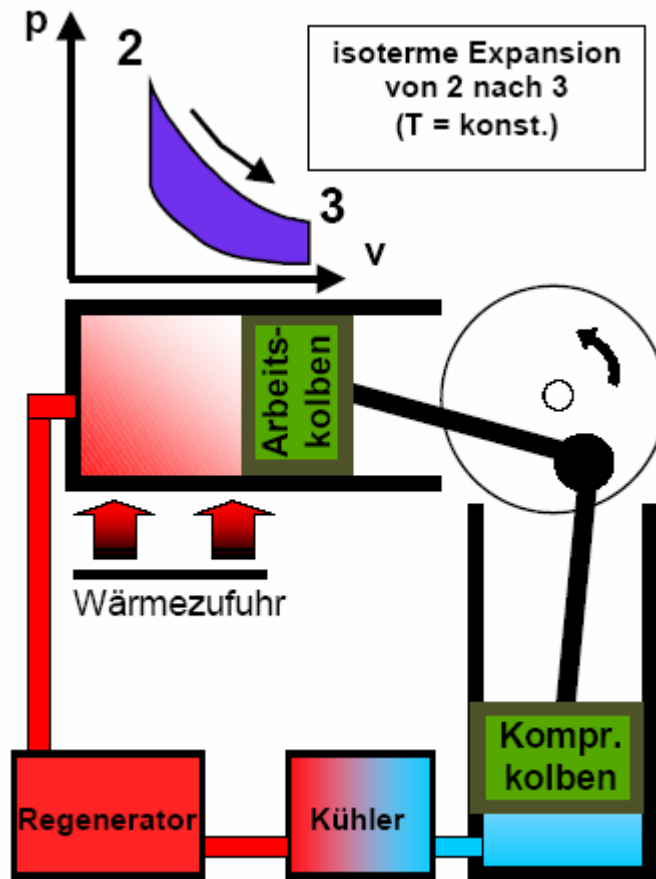


Abbildung 4-29: Funktionsweise des Stirlingmotors: Isotherme Expansion [29]

3-4: Isochorer Kühltakt:

Nach Erreichen des unteren Totpunktes bewegt sich der Arbeitskolben nach links und drückt somit das Arbeitsmedium isochor durch den Regenerator, der Wärme aufnimmt, und durch den Kühler in den Kompressionszylinder, der sich nach oben bewegt.

Teil 1: Allgemeine Informationen/Kriterien

Kriterienkatalog: Stirlingmotor-Prozess		
1	Dezentrale Erzeugungseinheit / Technologie	Stirlingmotor-Prozess 2-Kolben-2-Zylinder-Stirlingmotor mit externem Regenerator = α -Typ, 2-Kolben- 1-Zylinder-Stirlingmotor mit externem Regenerator = β -Typ, Stirlingmotor mit im Kolben integriertem Regenerator als γ -Typ
2	Charakteristika	Der Stirling-Motor ist eine externe Verbrennungsmaschine mit niedrigen Schadstoffemissionen, Lärmpegel und einfacher Wartung. Es erlaubt den Gebrauch eines großen Spektrums von Brennstoffen und Wärmequellen.
3	Primärenergieträger / Brennstoffe (Möglich, Nicht möglich)	
	Erdöl	Möglich
	Erdgas	Möglich
	Braunkohle	Möglich
	Steinkohle	Möglich
	(Müll)	Möglich
	Wasserstoff	Möglich
	Methanol	Möglich
	Wasser	Nicht möglich
	Solarenergie	Möglich
	Wind	Nicht möglich
	Biomasse fest	Möglich
	Biomasse flüssig	Möglich
	Biogas	Möglich

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

	Deponiegas	Möglich
	Klärgas	Möglich
	Geothermie	Nicht möglich
4	Prognostizierbarkeit	Gut bis sehr gut
	Sehr gut	
	Gut	
	Neutral	
	Schlecht	
	Sehr schlecht	
5	Anwendung(en), Einsatzgebiete	Mini-/ Mikro-KWK, Anwendung für mittlere bis große Immobilien - gewerbliche bzw. industrielle - kommunale Einrichtungen
6	Nutzung der (Ab-)Wärme (bei KWK)	Prozess- oder Fernwärme
7	Standort / Einsatzort / Situierung (ländlicher Raum, Stadt, Siedlung,...) -> verbraucher- oder erzeugerorientiert	Siedlungen und ländlicher Raum Verbraucherorientiert Erzeugerorientiert
8	Technologie- Entwicklungsstand	Demonstration bis Marktreife
	Labor	
	Pilot	
	Demonstration	
	Marktreife	
	Marktdurchdringung	
9	Baugröße (L x B x H)	kompakt, 1.280 x 700 x 980 mm (bei 9 kWel)

Teil 2: Technologie

Technische Auslegung/Konzeption

Dieses Unterkapitel konzentriert sich auf die *konzipierten* technischen (Leistungs-)Daten im Gegensatz zu den betrieblichen (Leistungs-)Daten, angeführt im nächsten Unterkapitel.

Kriterienkatalog: Stirlingmotor-Prozess		
1	Elektrische Nennleistung / Dauerleistung / Engpassleistung / Elektrischer Nenn- Leistungsbereich [kW _{el} , MW _{el}]	1 – 150 kW _{el}
5	Wärmeauskopplungsfähig (Ja, Nein)	Ja
	Ausführung als BHKW (Möglich, Nicht möglich)	Möglich (bevorzugt)
6	Betriebsweise (strom- und/oder wärmegeführt)	Strom- oder wärmegeführt
7	Konzipierte max. Ausnutzungsdauer / Jahresvolllaststunden / Volllaststundenzahl [h/a]	> 5.000 h/a
9	Temperaturniveau des Arbeitsmittels (Eintritts- und Austritts- temperatur[°C], Differenz [K])	ATT 650 °C
10	Konzipierter elektrischer (Anlagen-) Wirkungsgrad (bei Volllast im Jahresdurchschnitt) [in % oder Dezimalen]	6,5 - 28 %
11	Konzipierter Gesamt- wirkungsgrad / Anlagenwirkungsgrad /	63 - 95 %

	Brennstoffausnutzungsgrad (bei Volllast im Jahresdurchschnitt) [in % oder Dezimalen]	
13	Teillastverhalten, Teillastwirkungsgrad [%]	Laständerung auf 50 %, ca. 0,5 min, bei halber Last 60 %
14	Leistungsregelung	Leistungsregelung erfolgt über den Prozessdruck des Arbeitsgases oder Temperatur im Erhitzer-Wärmetauscher
15	Anlaufzeit [min], [h]	Startzeit, ca. 8 min Stoppzeit, ca. 5 min
16	Lebensdauer der Anlage [h], [a]	15 Jahre
17	Wartungsintervalle [h]	5.000 – 8.000 h nach 25.000 h große Revision

Betriebliche (Leistungs-)Daten

Gefragt sind reale Leistungsdaten

Kriterienkatalog: Stirlingmotor-Prozess		
13	Heat Rate = spezifischer Wärmeverbrauch [kJ/kWh _{el}]	~ 13.000 kJ/kWh _{el}
14	Stromkennzahl	0,5 – 0,7 0,08 – 0,8

Einspeisecharakteristik

Kriterienkatalog: Stirlingmotor-Prozess		
1	Form des Netzanschlusses (Betriebsführung):	
	Notstrom bzw. Ersatzstromerzeugung (Anlaufzeit < 1 min)	Nicht möglich
	Schwarzstart (ohne anliegende Spannung)	Nicht möglich
	Inselbetrieb	Möglich
2	Um-/Wechselrichter	Ja und Nein
3	Stromerzeugungstechnologie (Generatorart)	Asynchrongenerator
4	Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$	~ 0,85
5	Anschlussspannung [V], [kV]	400 V

Teil 3: Ökologische Dimension

Ökologische Daten

Kriterienkatalog: Stirlingmotor-Prozess		
1	Luftschadstoff- und Treibhausgasemissionen:	
	CO₂ CH₄ SO₂ NO_x PM10 TSP [t/a], [mg/Nm ³], [kg/MWh _{el}]	CO: max. 50 mg/Nm ³ NO _x : max. 80 mg/m ³ HC: max. 2 mg/m ³

3	Sonstige Einflüsse: Lärm [dBA]	50 - 60 dBA leise da keine interne Verbrennung (Explosion)
----------	---	---

Teil 4: Markt/Ökonomische Dimension

Kriterienkatalog: Stirlingmotor-Prozess		
1	Spezifische Investitionskosten (gesamt) [€/kW _{el}]	1.500 – 1.800 €/kW _{el} Mehrinvestitionskosten ~ 2.400 €/kW_{el} (bei 40 kW_{el})
2	Spezifische Stromgestehungskosten [€cent/kWh _{el}]	7 – 11 €cent/kWh _{el} 11,5 €cent/kWh_{el}
3	Spezifische Betriebs- und Wartungskosten [€cent/kWh _{el}]	0,5 – 1,5 €cent/kWh _{el} 5 €cent/kWh_{el}
5	Ökonomische Amortisation [a]	wenige Jahre

Literaturverweise für Kriterienkatalog Stirlingmotor-Prozess: [29], [51]

4.3.11 Dampfschraubenmotor-Prozess

Verweis: Alle in diesem Abschnitt gemachten Angaben beziehen sich auf Quelle [29]

Funktionsweise

Der Dampfschraubenmotorprozess unterscheidet sich vom konventionellen Dampfturbinenprozess oder dem Dampfkolbenmotorprozess durch den Einsatz eines Schraubenmotors für die Dampfexpansion. Das durch die Verbrennung entstehende Rauchgas erzeugt im Kessel Dampf. Der Dampf strömt in den Dampfschraubenmotor, wo er durch Entspannung mechanische Arbeit leistet, die im Generator in Strom umgewandelt wird. Im anschließendem Kondensator wird die anfallende Kondensationswärme als Fern- oder Prozesswärme genutzt. Das Wasser wird dann mit einer Speisewasserpumpe auf Betriebsdruck gebracht und dem Kessel zugeführt, womit der Kreislauf wieder geschlossen ist.

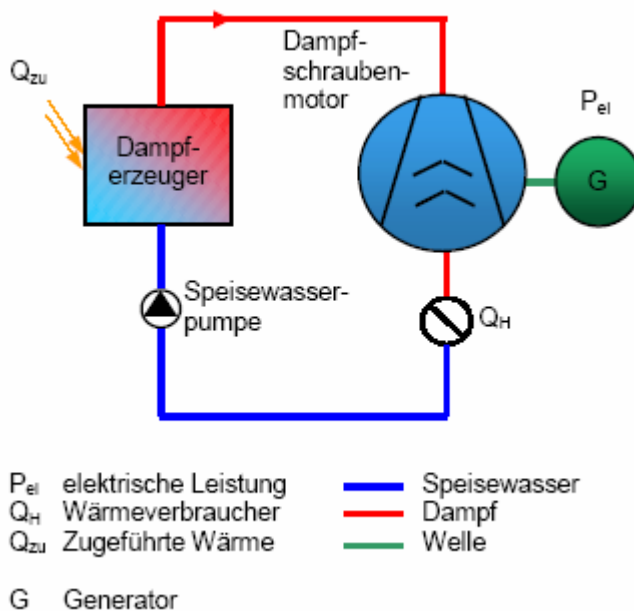


Abbildung 4-31: Schema einer KWK-Anlage mit Dampfschraubenmotor [29]

Prinzip des Dampfschraubenmotors

Ein Schraubenmotor besteht aus zwei schraubenförmigen Rotoren, die ineinander eingreifen. Der Arbeitsraum zwischen den beiden schraubenförmigen Rotoren ändert sich dabei periodisch. Die Einlassöffnung ist geöffnet. Der Dampf strömt in den Arbeitsraum hinein, die Einlassöffnung schließt sich durch die fortschreitende Bewegung des Rotors und der Dampf beginnt zu expandieren. Durch diesen Expansionsvorgang werden die beiden Rotoren angetrieben. Diese mechanische Arbeit wird im Generator in Strom umgewandelt.

Ausführung

Es gibt zwei Arten von Dampfschraubenmotoren, die nasslaufenden und die trockenlaufenden Motoren. Bei den nasslaufenden Motoren wird zwecks Schmierung Öl in den Arbeitsraum eingespritzt, welches anschließend wieder aus dem Kreislauf herausgefiltert werden muss. Die trockenlaufenden Motoren erreichen durch ein spezielles Synchrongetriebe einen berührungslosen Bewegungsvorgang, wodurch eine Schmierung nicht notwendig ist. Das Spiel zwischen den Schrauben und dem Gehäuse ist aber größer als bei der geschmierten Variante und deshalb sind hier auch die Leckverluste größer.

Anmerkung: Der folgende Kriterienkatalog unterscheidet sich zum Basiskatalog, wie er in Kapitel 4 dargestellt ist dadurch, dass er um jene Kriterien bzw. Kenngrößen gekürzt wurde, für welche keine Werte ermittelt werden konnten.

Nochmals sei darauf hingewiesen, dass es sich bei den, in den Kriterienkatalogen **grün und fett** eingetragenen Werten, um spezifische (Leistungs-)Daten und Informationen handelt, wie sie durch die Verfeuerung von regenerativen Brennstoffen (Primärenergieträgern), wie z.B. Biomasse, auftreten.

Teil 1: Allgemeine Informationen/Kriterien

Kriterienkatalog: Dampfschraubenmotor-Prozess		
1	Dezentrale Erzeugungseinheit / Technologie	Dampfschraubenmotor-Prozess nass- und trockenlaufend
2	Charakteristika	Der Dampfschraubenmotorprozess unterscheidet sich vom konventionellen Dampfturbinenprozess oder dem Dampfkolbenmotorprozess durch den Einsatz eines Schraubenmotors für die Dampfexpansion.
3	Primärenergieträger / Brennstoffe (Möglich, Nicht möglich)	
	Erdöl	Möglich (bevorzugt)
	Erdgas	Möglich
	Braunkohle	Möglich (bevorzugt)
	Steinkohle	Möglich (bevorzugt)
	(Müll)	Möglich
	Wasserstoff	Möglich
	Methanol	Möglich
	Wasser	Nicht möglich
	Solarenergie	Nicht möglich
	Wind	Nicht möglich
	Biomasse fest	Möglich (bevorzugt)
	Biomasse flüssig	Möglich
	Biogas	Möglich
Deponiegas	Möglich	

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

	Klärgas	Möglich
	Geothermie	Nicht möglich
4	Prognostizierbarkeit	Gut bis sehr gut
	Sehr gut	
	Gut	
	Neutral	
	Schlecht	
	Sehr schlecht	
5	Anwendung(en), Einsatzgebiete	Dezentrale Strom- und Wärmeversorgung mit kleineren bis mittleren Leistungen
6	Nutzung der (Ab-)Wärme (bei KWK)	Prozess- oder Fernwärme
7	Standort / Einsatzort / Situierung (ländlicher Raum, Stadt, Siedlung,...) -> verbraucher- oder erzeugerorientiert	Siedlungen und ländlicher Raum Verbraucherorientiert Erzeugerorientiert
8	Technologie- Entwicklungsstand	Demonstration bis Marktreife
	Labor	
	Pilot	
	Demonstration	
	Marktreife	
	Marktdurchdringung	
9	Baugröße (L x B x H)	geringe Baugröße

Teil 2: Technologie

Technische Auslegung/Konzeption

Dieses Unterkapitel konzentriert sich auf die *konzipierten* technischen (Leistungs-)Daten im Gegensatz zu den betrieblichen (Leistungs-)Daten, angeführt im nächsten Unterkapitel.

Kriterienkatalog: Dampfschraubenmotor-Prozess		
1	Elektrische Nennleistung / Dauerleistung / Engpassleistung / Elektrischer Nenn- Leistungsbereich [kW _{el} , MW _{el}]	~ 20 – 2.500 kW _{el}
5	Wärmeauskopplungsfähig (Ja, Nein)	Ja
	Ausführung als BHKW (Möglich, Nicht möglich)	Möglich
6	Betriebsweise (strom- und/oder wärmegeführt)	Strom- oder wärmegeführt
7	Konzipierte max. Ausnutzungsdauer / Jahresvolllaststunden / Volllaststundenzahl [h/a]	bis 7.000 h/a
9	Temperaturniveau des Arbeitsmittels (Eintritts- und Austritts- temperatur[°C], Differenz [K])	Dampf-ETT bis 300 °C (geplant 450 °C)
10	Konzipierter elektrischer (Anlagen-) Wirkungsgrad (bei Volllast im Jahresdurchschnitt) [in % oder Dezimalen]	10 - 20 %
11	Konzipierter Gesamt- wirkungsgrad / Anlagenwirkungsgrad /	Bis 90 %

	Brennstoffausnutzungsgrad (bei Volllast im Jahresdurchschnitt) [in % oder Dezimalen]	
13	Teillastverhalten, Teillastwirkungsgrad [%]	Sehr gutes Teillastverhalten – bei halber Last 85 %
14	Leistungsregelung	Regelung über Drosselung des in den Arbeitsraum eintretenden Dampfes. Dadurch sinkt der Druck und damit die abgegebene elektrische Leistung.
15	Anlaufzeit [min], [h]	3 – 4 min
17	Wartungsintervalle [h]	3 h pro Woche Wartungsaufwand, größere Revision nach etwa 5 Jahren

Betriebliche (Leistungs-)Daten

Gefragt sind reale Leistungsdaten

Kriterienkatalog: Dampfschraubenmotor-Prozess		
13	Heat Rate = spezifischer Wärmeverbrauch [kJ/kWh _{el}]	~ 18.000 kJ/kWh _{el}
14	Stromkennzahl	0,14 – 0,32

Einspeisecharakteristik

Kriterienkatalog: Dampfschraubenmotor-Prozess		
1	Form des Netzanschlusses (Betriebsführung): Notstrom bzw. Ersatzstromerzeugung (Anlaufzeit < 1 min)	Nicht möglich
	Schwarzstart (ohne anliegende Spannung)	Nicht möglich

	Inselbetrieb	Möglich
2	Um-/Wechselrichter	Nein
3	Stromerzeugungstechnologie (Generatorart)	Sowohl Synchron- als auch Asynchrongeneratoren möglich

Teil 3: Ökologische Dimension

Ökologische Daten

Kriterienkatalog: Dampfschraubenmotor-Prozess		
1	Luftschadstoff- und Treibhausgasemissionen: CO ₂ CH ₄ SO ₂ NO _x PM10 TSP [t/a], [mg/Nm ³], [kg/MWh _{el}]	Brennstoffabhängig NO _x : 50 - 500 mg/Nm ³
3	Sonstige Einflüsse: Lärm [dBA]	bis 90 [dBA], Schallschutz in Wohnhäusern nötig

Teil 4: Markt/Ökonomische Dimension

Kriterienkatalog: Dampfschraubenmotor-Prozess		
1	Spezifische Investitionskosten (gesamt) [€/kW _{el}]	~ 1.600 €/kW _{el} Mehrinvestitionskosten ~1.600 €/kW_{el} (bei 700 kW_{el})
2	Spezifische Stromgestehungskosten [€cent/kWh _{el}]	6 €cent/kWh_{el}

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

3	Spezifische Betriebs- und Wartungskosten [€cent/kWh _{el}]	0,5 – 1 €cent/kWh _{el} 1,5 €cent/kWh_{el}
5	Ökonomische Amortisation [a]	wenige Jahre

Literaturverweise für Kriterienkatalog Dampfschraubenmotor-Prozess: [29], [51]

4.3.12 Indirekter Gasturbinen-Prozess (Heißluftturbinenprozess)

Anlagen dieser Art wurden früher als Heißluftturbinenprozess in der Schweiz (Ackeret-Keller) und Deutschland (Karl Bammert) bezeichnet. Sie konnten sich aber auf die Dauer als Großanlage in den Betriebskosten gegenüber der Dampfanlage nicht durchsetzen. Für kleinere Gegendruckanlagen ist das Konzept als Variante wohl interessant. [29]

Funktionsweise

Beim konventionellen Gasturbinenprozess wird das Rauchgas in der Turbine entspannt. Beim indirekten Gasturbinenprozess wird in der Turbine Luft anstelle von Rauchgas entspannt, die Wärme wird in einem Wärmetauscher vom Rauchgas auf die Prozessluft übertragen. Jede Art von Brennstoff kann in einem Kessel atmosphärisch verbrannt werden. In einem Hochtemperatur Wärmetauscher gibt das Rauchgas die Wärme an die vom Verdichter komprimierte Arbeitsluft ab. Die erwärmte Arbeitsluft durchströmt die Turbine und verrichtet dabei mechanische Arbeit. Die austretende entspannte Luft durchströmt einen Luftvorwärmer, der die Verbrennungsluft vorwärmt. Die im Rauchgas nach dem Wärmetauscher verbleibende Restwärme kann noch zur Erzeugung von Dampf oder Heißwasser genutzt werden und steht anderen Wärmeverbrauchern zur Verfügung.

Eine weitere Möglichkeit besteht in der Dampfeinspritzung in die Turbine. Hierbei wird ein Teil des erzeugten Dampfes zur Erhöhung der elektrischen Leistung, und Verminderung der Wärmeleistung in die Arbeitsturbine eingespritzt. [29]

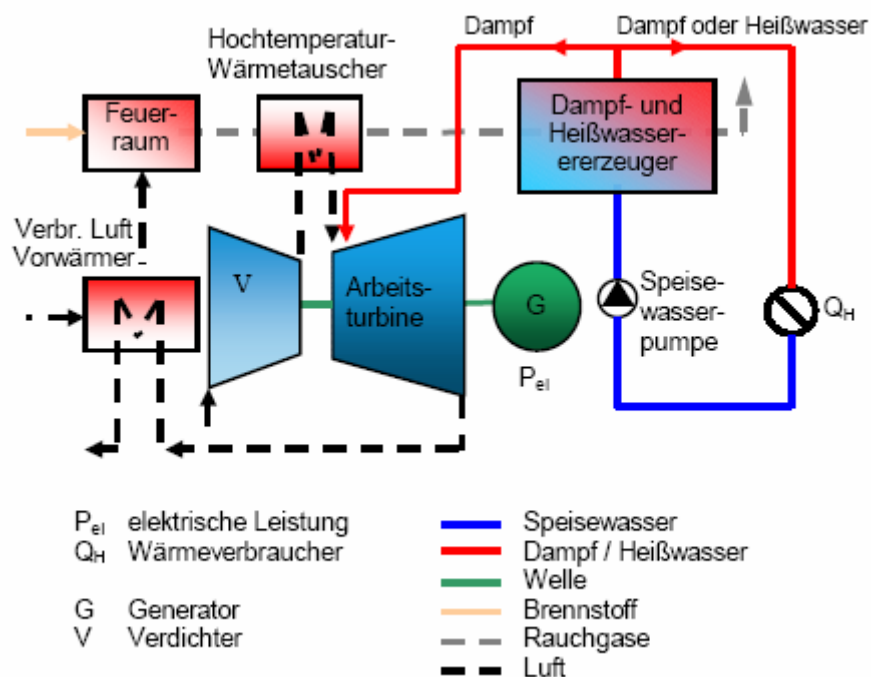


Abbildung 4-32: KWK-Anlage mit Heißluftturbinenprozess [29]

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

Anmerkung: Der folgende Kriterienkatalog unterscheidet sich zum Basiskatalog, wie er in Kapitel 4 dargestellt ist dadurch, dass er um jene Kriterien bzw. Kenngrößen gekürzt wurde, für welche keine Werte ermittelt werden konnten.

Nochmals sei darauf hingewiesen, dass es sich bei den, in den Kriterienkatalogen **grün und fett** eingetragenen Werten, um spezifische (Leistungs-)Daten und Informationen handelt, wie sie durch die Verfeuerung von regenerativen Brennstoffen (Primärenergieträgern), wie z.B. Biomasse, auftreten.

Teil 1: Allgemeine Informationen/Kriterien

Kriterienkatalog: Indirekter Gasturbinen-Prozess		
1	Dezentrale Erzeugungseinheit / Technologie	Indirekter Gasturbinen-Prozess (Heißluftturbinenprozess)
2	Charakteristika	Beim indirekten Gasturbinenprozess wird in der Turbine Luft anstelle von Rauchgas entspannt, die Wärme wird in einem Wärmetauscher vom Rauchgas auf die Prozessluft übertragen.
3	Primärenergieträger / Brennstoffe (Möglich, Nicht möglich)	
	Erdöl	Möglich (bevorzugt)
	Erdgas	Möglich
	Braunkohle	Möglich (bevorzugt)
	Steinkohle	Möglich (bevorzugt)
	(Müll)	Möglich
	Wasserstoff	Möglich
	Methanol	Möglich
	Wasser	Nicht möglich
	Solarenergie	Nicht möglich
	Wind	Nicht möglich
	Biomasse fest	Möglich (bevorzugt)
	Biomasse flüssig	Möglich
	Biogas	Möglich
Deponiegas	Möglich	
Klärgas	Möglich	

	Geothermie	Nicht möglich
4	Prognostizierbarkeit	Gut bis sehr gut
	Sehr gut	
	Gut	
	Neutral	
	Schlecht	
	Sehr schlecht	
5	Anwendung(en), Einsatzgebiete	Dezentrale Strom- und Wärmeversorgung mit kleineren bis mittleren Leistungen
6	Nutzung der (Ab-)Wärme (bei KWK)	Prozess- oder Fernwärme
7	Standort / Einsatzort / Situierung (ländlicher Raum, Stadt, Siedlung,...) -> verbraucher- oder erzeugerorientiert	Siedlungen und ländlicher Raum Verbraucher- und erzeugerorientiert
8	Technologie- Entwicklungsstand	Demonstration
	Labor	
	Pilot	
	Demonstration	
	Marktreife	
	Marktdurchdringung	

Teil 2: Technologie

Technische Auslegung/Konzeption

Dieses Unterkapitel konzentriert sich auf die *konzipierten* technischen (Leistungs-)Daten im Gegensatz zu den betrieblichen (Leistungs-)Daten, angeführt im nächsten Unterkapitel.

Kriterienkatalog: Indirekter Gasturbinen-Prozess		
1	Elektrische Nennleistung / Dauerleistung / Engpassleistung / Elektrischer Nenn- Leistungsbereich [kW _{el} , MW _{el}]	200 – 1.800 kW _{el}
5	Wärmeauskopplungsfähig (Ja, Nein)	Ja
	Ausführung als BHKW (Möglich, Nicht möglich)	Möglich
6	Betriebsweise (strom- und/oder wärmegeführt)	Strom- oder wärmegeführt
7	Konzipierte max. Ausnutzungsdauer / Jahresvolllaststunden / Volllaststundenzahl [h/a]	bis 7.000 h/a
9	Temperaturniveau des Arbeitsmittels (Eintritts- und Austritts- temperatur[°C], Differenz [K])	TIT ~ 800 – 1.000 °C
10	Konzipierter elektrischer (Anlagen-) Wirkungsgrad (bei Volllast im Jahresdurchschnitt) [in % oder Dezimalen]	Bis 30 % (mit Dampfeinspritzung) 13 – 24 %
11	Konzipierter Gesamt- wirkungsgrad / Anlagenwirkungsgrad / Brennstoffausnutzungsgrad (bei Volllast im Jahresdurchschnitt) [in % oder Dezimalen]	~ 80 % 65 – 70 %
14	Leistungsregelung	Möglichkeit der Dampfeinspritzung in die Turbine +

		Variation der Brennstoffmenge
15	Anlaufzeit [min], [h]	Anfahrvorgang schwerfällig > 3 h

Betriebliche (Leistungs-)Daten

Gefragt sind reale Leistungsdaten

Kriterienkatalog: Indirekter Gasturbinen-Prozess		
13	Heat Rate = spezifischer Wärmeverbrauch [kJ/kWh _{el}]	~ 12.000 kJ/kWh _{el}
14	Stromkennzahl	0,23 – 0,59 (nach Wassereinspritzung)

Einspeisecharakteristik

Kriterienkatalog: Indirekter Gasturbinen-Prozess		
1	Form des Netzanschlusses (Betriebsführung):	
	Notstrom bzw. Ersatzstromerzeugung (Anlaufzeit < 1 min)	Nicht möglich
	Schwarzstart (ohne anliegende Spannung)	Nicht möglich
	Inselbetrieb	Möglich
2	Um-/Wechselrichter	Nein
3	Stromerzeugungstechnologie (Generatorart)	Synchrongenerator

Teil 3: Ökologische Dimension

Ökologische Daten

1	Luftschadstoff- und Treibhausgasemissionen: CO₂ CH₄ SO₂ NO_x PM10 TSP [t/a], [mg/Nm ³], [kg/MWh]	Brennstoffabhängig NO _x : 200 - 500 mg/Nm ³
3	Sonstige Einflüsse: Lärm [dBA]	Sehr laut

Teil 4: Markt/Ökonomische Dimension

Kriterienkatalog: Indirekter Gasturbinen-Prozess		
1	Spezifische Investitionskosten (gesamt) [€/kW _{el}]	~2.300 €/kW _{el} Mehrinvestitionskosten ~3.000 €/kW_{el}
2	Spezifische Stromgestehungskosten [€cent/kWh _{el}]	13 €cent/kWh_{el}
3	Spezifische Betriebs- und Wartungskosten [€cent/kWh _{el}]	4 €cent/kWh_{el}

Literaturverweise für Kriterienkatalog Indirekter Gasturbinen-Prozess: [29], [60]

4.4 Erneuerbare Energien

In diesem Teil wird zunächst ein kurzer allgemeiner Überblick über die Nutzung erneuerbarer Energiequellen gegeben. Dann werden die jeweiligen natürlichen und technischen Grundlagen, Bauarten entsprechender Anlagen sowie die spezifischen Vor- und Nachteile erörtert.

Allgemeines

Erneuerbare Energiequellen werden nach menschlichen Maßstäben als unerschöpflich betrachtet. Im Gegensatz zu fossilen Energieträgern bilden sie keine Reserve, aus der man schöpfen kann, sie bestehen vielmehr aus natürlichen Kreisläufen, in die man die Energiegewinnung einbinden kann. Eine Ausnahme bildet dabei die Erdwärme, da diese sehr langsam aber doch stetig abnimmt.

Die drei grundsätzlichen Quellen sind die Sonnenenergie, die Erdwärme und die Gezeitenenergie (vgl. Abbildung 4-33).

Dabei liefert die Sonne mit großem Abstand den Hauptteil der erneuerbaren Energie.

"Grundsätzlich wird zwischen einer direkten und indirekten Nutzung der Sonnenenergie unterschieden. Direkt bedeutet, dass die eingestrahlte Energie direkt zur Energiebereitstellung genutzt wird." [61] Dies erfolgt einerseits über Solarthermie, bei der die Strahlung in Wärme und gegebenenfalls anschließend in Strom umgewandelt wird und andererseits über die Nutzung der Lichtquanten durch Fotovoltaik, mittels derer man elektrische Energie direkt aus der Strahlung der Sonne erzeugt.

"Unter indirekter Nutzung versteht man die Energiegewinnung aus natürlich umgewandelter Sonnenenergie, wie dies bei der Entstehung von Wind, Wasser oder Biomasse der Fall ist." [61] Wind entsteht zum Beispiel vorrangig durch den Ausgleich der Luftdruckunterschiede, die durch solare Erwärmung hervorgerufen werden.

Der Beitrag der Erdwärme zum regenerativen Energieangebot ist deutlich kleiner als derjenige der Sonne. Es handelt sich dabei vorrangig um die Wärme, die durch radioaktiven Zerfall im Erdinneren entsteht.

Die Gezeitenenergie ist die Energie, die durch die Massenanziehung der Planeten (Gravitation) und die Erdrotation freigesetzt wird. Sie macht sich vor allem im Meer bemerkbar, wo sie Ebbe und Flut verursacht. Ihr theoretisches Potenzial ist jedoch um ein vielfaches kleiner als das der Erdwärme. In Österreich hat sie darüber hinaus keine Bedeutung, weshalb sie hier auch nicht diskutiert wird.

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

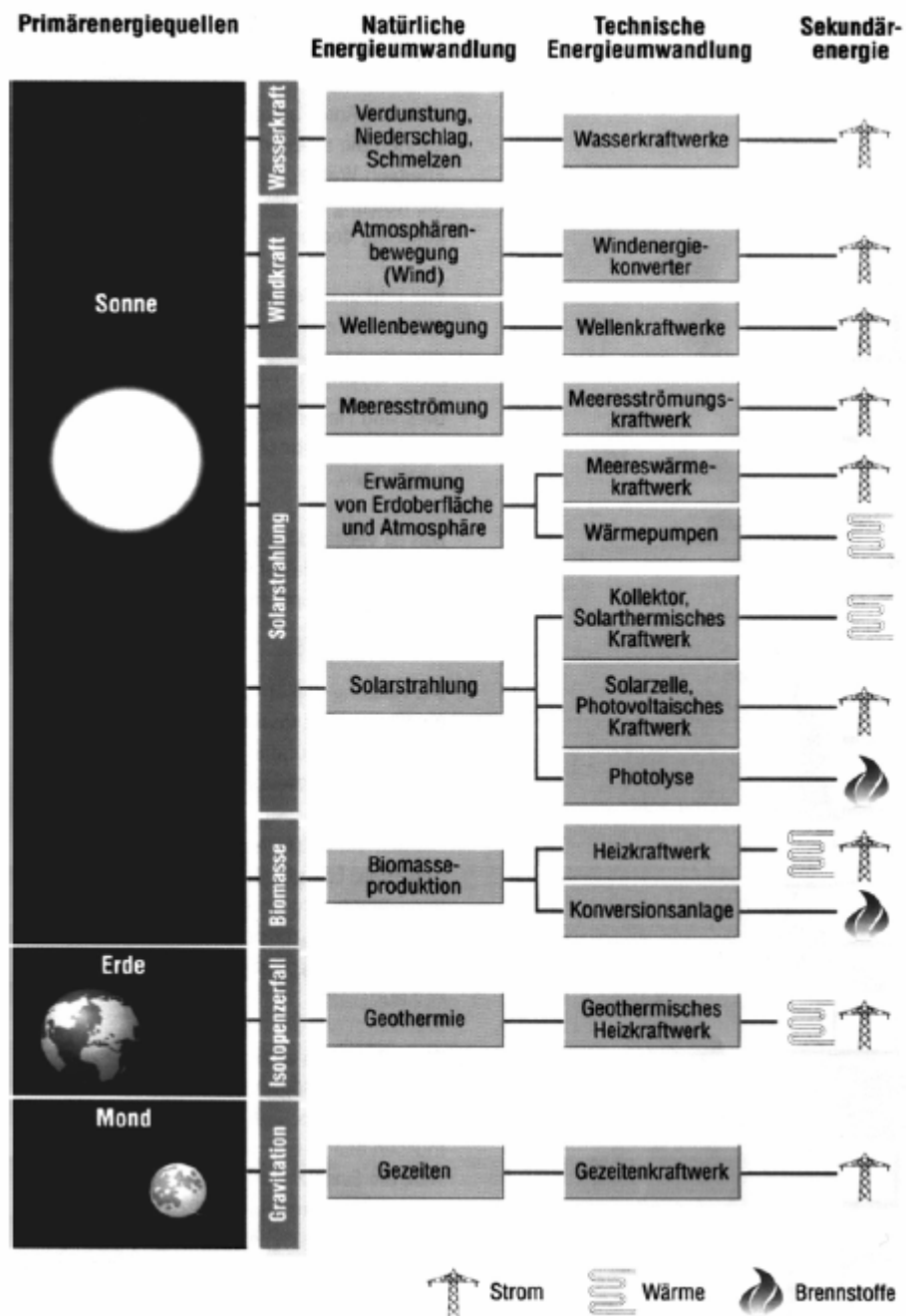


Abbildung 4-33: Quellen erneuerbarer Energie und ihre Nutzung [62]

4.4.1 Wasserkraft

Grundlagen der Energiewandlung

Infolge der Schwerkraft fließt das Wasser in einem Fließgewässer von einem Ort größerer geodätischer Höhe zu einem Ort niedrigerer Höhe. An beiden Orten besitzt das Wasser eine bestimmte, voneinander verschiedene, potenzielle und – im fließenden Zustand – kinetische Energie. Zur Bestimmung dieser Energiedifferenz kann unter Vernachlässigung der inneren und äußeren Verluste des strömenden Fluids die hydrodynamische Druckgleichung nach Bernoulli herangezogen werden.

$$p + \rho_{Wa} * g * h + \frac{\rho_{Wa}}{2} * v_{Wa}^2 = konst. \quad (4-1)$$

Dabei ist p der hydrostatische Druck, ρ_{Wa} die Dichte des Wassers, g die Erdbeschleunigung, h die Fallhöhe und v_{Wa} die Fließgeschwindigkeit des Wassers.

Für zwei unterschiedliche Punkte kann nun aus Gleichung (4-1) die nutzbare Fallhöhe h_{nutz} bestimmt werden. Mit dieser und dem Durchfluss \dot{q}_{Wa} kann die aus dem entsprechenden Wasserangebot resultierende Leistung P_{Wa} mit Gleichung (4-2) bestimmt werden.

Maßgebend für das Leistungsdargebot des Wassers ist also das Produkt aus Abfluss und nutzbarer Fallhöhe. Durch Integration von Gleichung (4-2) über die Zeit erhält man das korrespondierende Arbeitsvermögen. [9]

$$P_{Wa} = \rho_{Wa} * g * q_{Wa} * h_{nutz} \quad (4-2)$$

Hauptkomponenten von WKA allgemein

Zur Umwandlung der im strömenden Wasser enthaltenen Energie in elektrischen Strom werden i. Allg. die in Abb. 4-34 dargestellten Komponenten benötigt. Dazu gehören das Staubbauwerk, der Wassereinlauf im Oberwasser, die Zu- bzw. Ableitung des Wassers zur bzw. von der Turbine in das Unterwasser sowie das Krafthaus mit den maschinellen und elektrischen Einrichtungen.

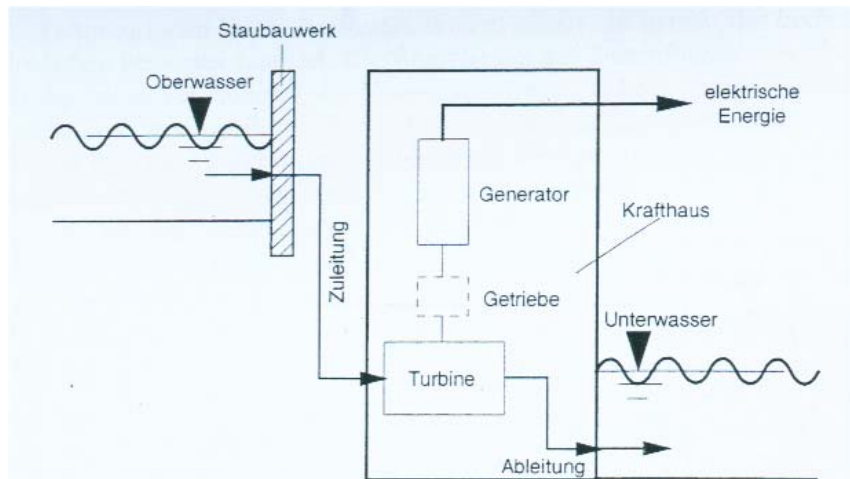


Abbildung 4-34: Schematischer Aufbau einer Wasserkraftanlage [9]

Grundeinteilung

Wasserkraftwerke nutzen hauptsächlich die potenzielle Energie des Wassers, die fast vollständig in Druckenergie umgewandelt wird, in manchen Fällen auch in kinetische. Nach dem Höhenunterschied, den das Wasser überwindet, unterscheidet man Nieder-, Mittel- und Hochdruckanlagen (vgl. Abbildung 4-35):

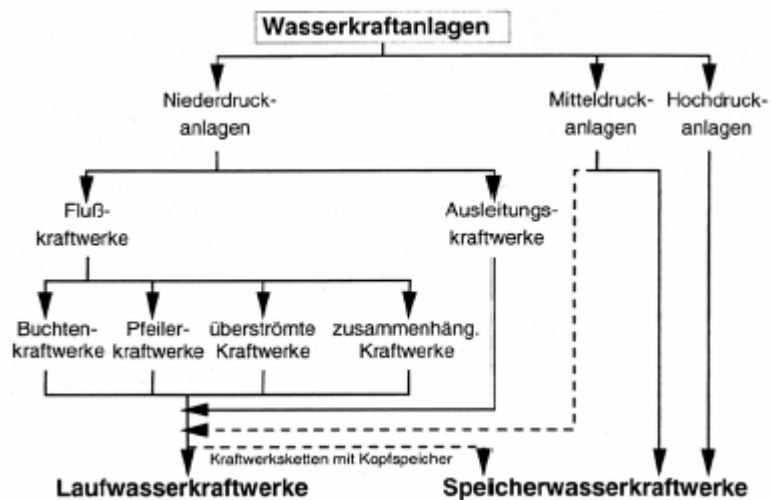


Abbildung 4-35: Einteilung der Wasserkraftwerke [61]

Niederdruckanlagen sind meist Laufwasserkraftwerke, die jeweils direkt in das Flussbett eingebaut werden; sie arbeiten mit Fallhöhen von bis zu 20 m.

Mittel- und Hochdruckanlagen sind in der Regel Speicherwasserkraftwerke, die Fallhöhen betragen bei ersteren circa 20 - 100 m, bei zweiteren etwa 100 - 2.000 m. [61]

Im Einzelfall sind die Anlagen oft als Kombination verschiedener Typen ausgeführt.

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

In weiterer Folge kann man Wasserkraftanlagen unterscheiden in

- **Laufwasserkraftwerken**
- **Speicherwasserkraftwerken und**
- **Pumpspeicherkraftwerken**

Laufwasserkraftwerke werden an Flüssen und Bächen gebaut. Sie sind durch eine große Wassermenge bei verhältnismäßig kleinen Höhenunterschieden gekennzeichnet und sind Niederdruckanlagen. Der Höhenunterschied wird durch Wehre oder durch einen Zulaufkanal parallel zum Fluss mit geringem Gefälle gewonnen. [19]

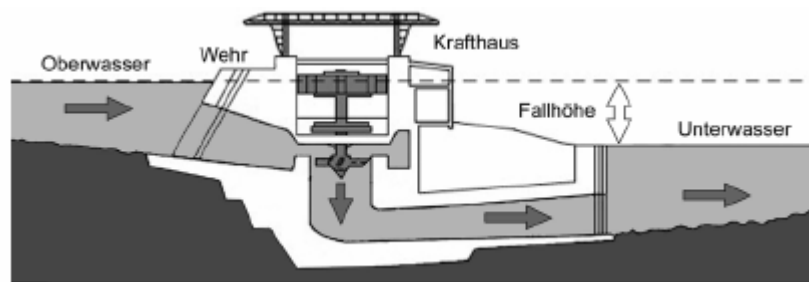


Abbildung 4-36: Laufwasserkraftwerk [19]

Speicherkraftwerke unterscheiden sich durch geringere Wasserdurchflüsse bei oft sehr großen Höhenunterschieden, die durch hohe Staudämme zustande kommen. Stauseen können über längere Zeiten Wasser speichern. Die Speicherkraftwerke dienen zur Deckung der Spitzen- und Grundlast.

Die Speicherung der potentiellen Energie von Wasser ist die kostengünstigste und umweltverträglichste Art der Energiespeicherung. Pumpspeicherkraftwerke werden zur Deckung der Spitzenlast und als Momentanreserve-Kraftwerke (beim Ausfall der Grundlast-Wärme- und Gaskraftwerke) eingesetzt. Sie weisen eine kurze Einschaltzeit von nur ca. 1 min auf. Die Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke sind Hochdruckanlagen. [19]

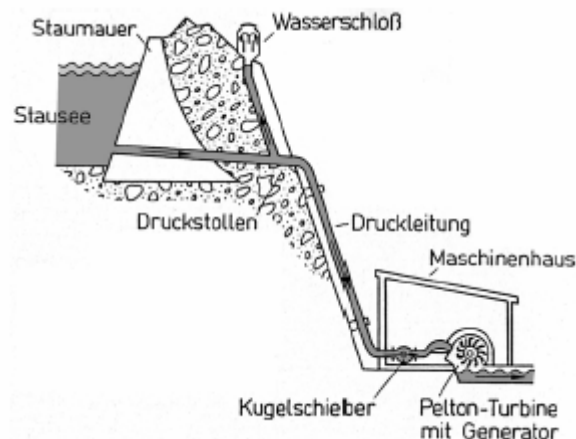


Abbildung 4-37: Speicherkraftwerk [19]

Ein *Pumpspeicherkraftwerk* besteht aus einigen Maschinensätzen (Turbinen und Pumpenanlagen), einer Druckrohrleitung und zwei Speicherbecken (Ober- und Unterbecken). Die Fallhöhe liegt bei vorhandenen Pumpspeicherkraftwerken zwischen 50 m und 1.120 m. In Schwachzeiten wird elektrische Überschussenergie der Grundlastkraftwerke benutzt, um Wasser in den Oberbecken hochzupumpen. Zur Deckung der Spitzenlast wird die potentielle Energie des gespeicherten Wassers zur Stromerzeugung in elektrische Energie in Turbosätzen verwendet. [19]

Pumpspeicherkraftwerke liefern (zum Teil) erneuerbare Energie. Ein gewisser Anteil des Speicherwassers fließt auf natürlichem Weg (Niederschlag) dem Speicherbecken zu. Jene elektrische Energie, mit welcher die Förderpumpen für den Wassertransport ins Oberbecken betrieben werden, stammt entweder aus erneuerbaren Energien (Windenergie, PV,...) oder aus kalorischen Kraftwerken (siehe Abb. 4-38).

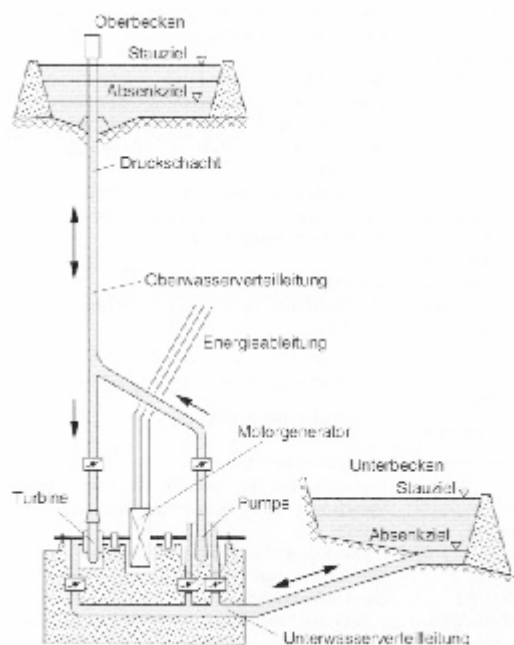


Abbildung 4-38: Pumpspeicherkraftwerk [19]

Turbinenarten

Verweis: Alle in diesem Abschnitt gemachten Angaben beziehen sich auf Quelle [9]

Die Umwandlung der Energie des Wassers in mechanische Energie findet im Wesentlichen in der Turbine statt (Drehbewegung der Turbine). Aufgrund der unterschiedlichen Fallhöhen und Durchflussmengen und der daraus resultierenden unterschiedlichen Wasserdruck- und Geschwindigkeitsverhältnisse werden Turbinen in einer Vielzahl von Bauformen hergestellt. Eine Einteilung kann nach der energetischen Umsetzung in Gleichdruck- oder Aktionsturbinen sowie Überdruck- oder Reaktionsturbinen erfolgen.

- **Gleichdruck- oder Aktionsturbinen**

Bei Gleichdruckturbinen wird die potenzielle Energie des Wassers im Leit- bzw. Düsenapparat vollständig in kinetische Energie (Geschwindigkeitsenergie) umgewandelt. Das aus dem Turbineneinlaufapparat ausströmende Wasser überträgt in der Folge seine Impulsenergie auf das rotierende Laufrad. Der Raum des Turbinenlaufrades befindet sich dabei auf einem einheitlichen, annähernd dem Umgebungsdruck entsprechenden statischen Druckniveau (daher Gleichdruckturbine). Zu den Gleichdruckturbinen zählen Freistrah- oder Peltonsturbinen und Durchströmturbinen.

- **Überdruck- oder Reaktionsturbinen**

Bei den Überdruckturbinen wird die potenzielle Energie des Wassers über den Leitschaufelapparat, die rotierenden Turbinenschaufeln sowie das nachfolgende Saugrohr abgebaut und an das Turbinenlaufrad als mechanische Energie (Drehbewegung) übertragen. Beim Weg des Wassers durch die Turbine verringert sich der statische Druck kontinuierlich. Dies bedeutet, dass der Druck beim Einlauf in das Turbinenlaufrad höher ist als der Druck beim Austritt aus dem Laufrad (daher Überdruckturbine). Zu den Überdruckturbinen gehören u. a. Francis-, Kaplan- und Rohrturbinen.

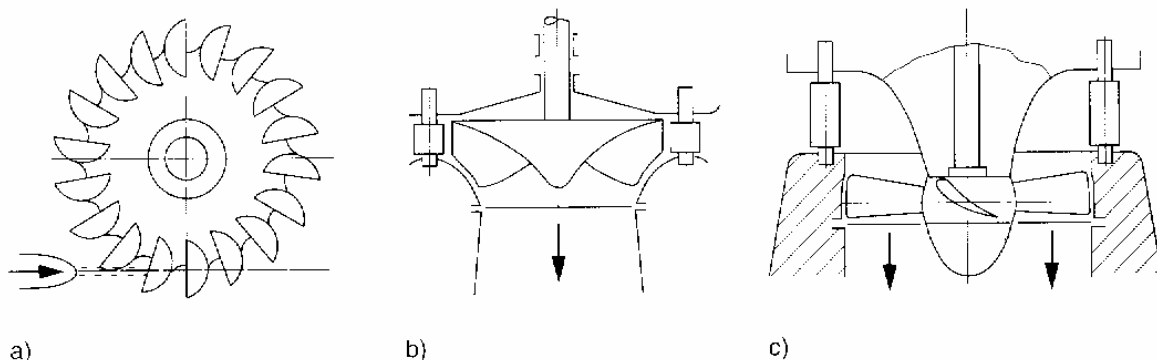


Abbildung 4-39: Schematische Darstellung von Wasserturbinenarten a) Tangentialturbine (Pelton) b) Radialturbine (Francis) c) Axialturbine (Kaplan) [19]

Wasserkraftturbinen nutzen heute Fallhöhen von 1 bis knapp 2.000 m und Triebwassermengen von wenigen Litern bis zu 1.000 Kubikmeter je Sekunde. [63] Abhängig von der Fallhöhe und dem nutzbaren Volumenstrom (Triebwasser) zeigt Abb. 4-40 typische Einsatzbereiche für gängige Typen von Wasserkraftturbinen. Peltonsturbinen kommen demnach typisch bei großen Fallhöhen und geringen Wassermengen, Kaplansturbinen hingegen bei niedrigen Fallhöhen und großer Wassermenge zum Einsatz. Im mittleren Bereich kommt vielfach die Francissturbine zum Einsatz. Bei Kleinkraftwerken werden neben Durchströmturbinen auch Peltonsturbinen schon ab 50 m und Francissturbinen ab wenigen Metern Fallhöhe eingesetzt (Niederdruck-Francissturbinen - Francis-Schachtsturbinen).

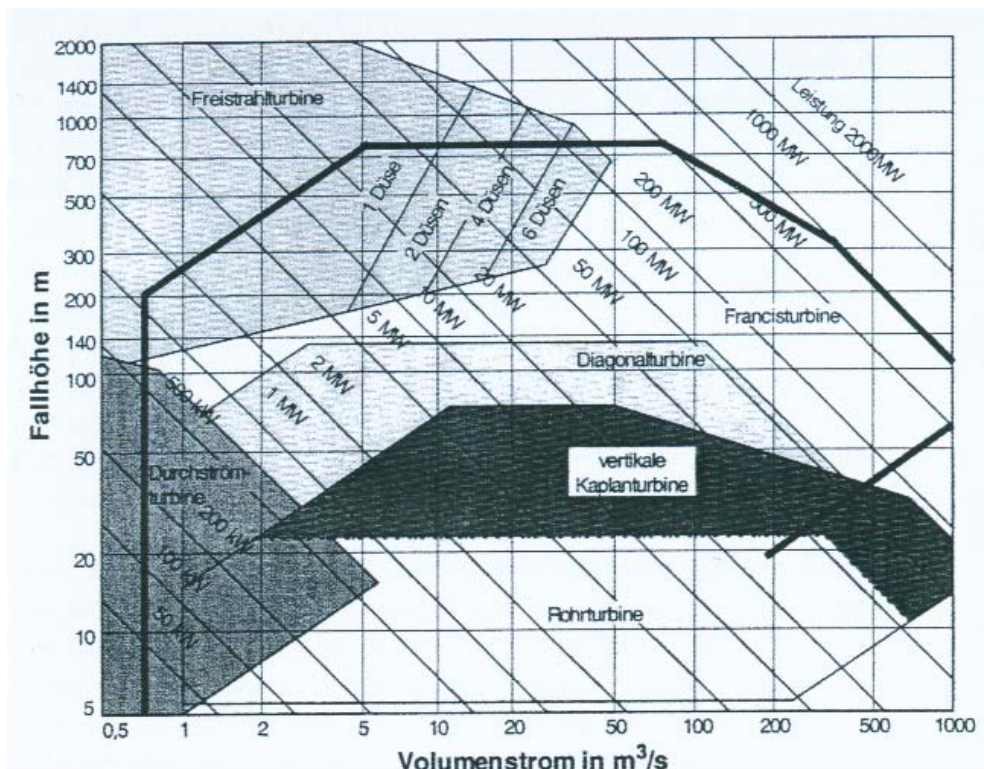


Abbildung 4-40: Einsatzbereiche verschiedener Wasserturbinentypen [33]

Anwendungsbereiche. Wasserkraftanlagen werden in Österreich bis auf wenige Ausnahmen im Parallelbetrieb mit dem Netz der öffentlichen Stromversorgung betrieben. Die Bandbreite der Anlagenleistungen erstreckt sich dabei von einigen kW bis zu einigen 100 MW. Anlagen im unteren kW-Bereich bzw. mit weniger als 1 kW Leistung finden vorwiegend als Inselssysteme (z. B. zur Versorgung von Berghütten) Verwendung. Wasserkraftanlagen im Inselbetrieb, aber teilweise auch Eigenanlagen der Industrie, weisen in Bezug auf das natürliche Wasserdargebot vielfach einen niedrigen Ausbaugrad auf. Dadurch lässt sich eine annähernd gleichmäßige Stromerzeugung über das Gesamtjahr sicherstellen und die jeweils erforderliche Leistung zuverlässig bereitstellen (unterliegt jedoch dem jahreszeitlichen und niederschlagsmäßigen Einfluss). Wasserkraftanlagen der öffentlichen Stromversorgung sind demgegenüber vielfach auf eine hohe Stromproduktion ausgerichtet und weisen demnach einen hohen Ausbaugrad auf.

Anmerkung: Der folgende Kriterienkatalog unterscheidet sich zum Basiskatalog, wie er in Kapitel 4 dargestellt ist dadurch, dass er um jene Kriterien bzw. Kenngrößen gekürzt wurde, für welche keine Werte ermittelt werden konnten.

Nochmals sei darauf hingewiesen, dass es sich bei den, in den Kriterienkatalogen **grün und fett** eingetragenen Werten, um spezifische (Leistungs-)Daten und Informationen handelt, wie sie durch die Verfeuerung von regenerativen Brennstoffen (Primärenergieträgern), wie z.B. Biomasse, auftreten.

Teil 1: Allgemeine Informationen/Kriterien

Kriterienkatalog: Wasserkraft mit Pelton- und Durchströmturbine, - mit Francisturbine, - mit Kaplan- und Rohrturbine				
1	Dezentrale Erzeugungseinheit / Technologie	Wasserkraft		
		mit Pelton- und Durchströmturbine	mit Francisturbine	mit Kaplan- und Rohrturbine
3	Primärenergieträger / Brennstoffe (Möglich, Nicht möglich)			
	Erdöl	Nicht möglich		
	Erdgas	Nicht möglich		
	Braunkohle	Nicht möglich		
	Steinkohle	Nicht möglich		
	(Müll)	Nicht möglich		
	Wasserstoff	Nicht möglich		
	Methanol	Nicht möglich		
	Wasser	Möglich		

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

	Solarenergie	Nicht möglich		
	Wind	Nicht möglich		
	Biomasse fest	Nicht möglich		
	Biomasse flüssig	Nicht möglich		
	Biogas	Nicht möglich		
	Deponiegas	Nicht möglich		
	Klärgas	Nicht möglich		
	Geothermie	Nicht möglich		
4	Prognostizierbarkeit	Gut		
	Sehr gut			
	Gut			
	Neutral			
	Schlecht			
	Sehr schlecht			
5	Anwendung(en),	Dezentral oder zentral Netzparallelbetrieb, Inselbetrieb für		

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

	Einsatzgebiete	(Klein)Industrie und EIU´s		
7	Standort / Einsatzort / Situierung (ländlicher Raum, Stadt, Siedlung,...) -> verbraucher- oder erzeugerorientiert	Meistens ländlicher Raum erzeugerorientiert		
8	Technologie- Entwicklungsstand	Marktdurchdringung		
	Labor			
	Pilot			
	Demonstration			
	Marktreife			
	Marktdurchdringung			

Teil 2: Technologie

Technische Auslegung/Konzeption

Dieses Unterkapitel konzentriert sich auf die *konzipierten* technischen (Leistungs-)Daten im Gegensatz zu den betrieblichen (Leistungs-) Daten, angeführt im nächsten Unterkapitel.

Kriterienkatalog: Wasserkraft mit Pelton- und Durchströmturbine, - mit Francisturbine, - mit Kaplan- und Rohrturbine				
1	Elektrische Nennleistung / Dauerleistung / Engpassleistung / Elektrischer Nenn- Leistungsbereich [kW _{el} , MW _{el}]	1 kW _{el} - 400 MW _{el}	100 kW _{el} - 1.000 MW _{el}	400 kW _{el} - 200 MW _{el}
3	Spezifische Leistungsdichte [W/m ²], [mW/cm ²], [kW/m ²]	108 kW/m ² bei 6 m/s Strömungsgeschw.		
5	Wärmeauskopplungsfähig (Ja, Nein)	Nein		
	Ausführung als BHKW (Möglich, Nicht möglich)	Nicht möglich		
7	Konzipierte max. Ausnutzungsdauer / Jahresvolllaststunden / Volllaststundenzahl	Bis 6.000 h/a		

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

	[h/a]			
8	Nettofallhöhe [m]	1 – 2.000 m	30 – 700 m	2 – 60 m
9	Volumensstrom / Durchfluss [m ³ /s]	0,02 – 90 m ³ /s	0,3 – 1.000 m ³ /s	4 – 1.000 m ³ /s
10	Konzipierter elektrischer (Anlagen-) Wirkungsgrad (bei Vollast im Jahresdurchschnitt) [in % oder Dezimalen]	70 – 88 %	70 – 90 %	70 – 89 %
11	Konzipierter Gesamtwirkungsgrad / Anlagenwirkungsgrad / Brennstoffausnutzungsgrad (bei Vollast im Jahresdurchschnitt) [in % oder Dezimalen]	70 – 88 %	70 – 88 %	70 – 89 %
13	Teillastverhalten, Teillastwirkungsgrad [%]	Sehr guter Teillastwirkungsgrad - annähernd gleichbleibend bis 20% Durchsatz	Sehr guter Teillastwirkungsgrad - annähernd gleichbleibend bis 30% Durchsatz	Sehr guter Teillastwirkungsgrad - annähernd gleichbleibend bis 40% Durchsatz
14	Leistungsregelung	Erfolgt über Volumensstrom		

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

15	Anlaufzeit [min], [h]	Sehr kurz (Sekunden)		
16	Lebensdauer der Anlage [h], [a]	30 – 80 Jahre		
17	Wartungsintervalle [h]	geringe Wartung > 4.000 h; Revision nach 25.000 - 50.000 h		

Betriebliche (Leistungs-)Daten

Gefragt sind reale Leistungsdaten

Kriterienkatalog: Wasserkraft mit Pelton- und Durchströmturbine, - mit Francisturbine, - mit Kaplan- und Rohrturbine				
5	Benutzungsdauer [h]	30 Jahre mind.		
12	(Zeit-)Verfügbarkeit (Availability) [%]	99 %		

Einspeisecharakteristik

Kriterienkatalog: Wasserkraft mit Pelton- und Durchströmturbine, - mit Francisturbine, - mit Kaplan- und Rohrturbine				
1	Form des Netzanschlusses (Betriebsführung):			
	Notstrom bzw. Ersatzstromerzeugung (Anlaufzeit < 1 min)	Möglich		
	Schwarzstart (ohne anliegende Spannung)	Möglich		
	Inselbetrieb	Möglich		
2	Um-/Wechselrichter	Nein		
3	Stromerzeugungstechnologie (Generatorart)	Asynchrongeneratoren oder Synchrongeneratoren		
4	Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$	1 – 0,9 und kleiner!		

Teil 3: Ökologische Dimension

Ökologische Daten

Kriterienkatalog: Wasserkraft mit Pelton- und Durchströmturbine, - mit Francisturbine, - mit Kaplan- und Rohrturbine				
1	Luftschadstoff- und Treibhausgasemissionen: CO₂ CH₄ SO₂ NO_x PM10 TSP [t/a], [mg/Nm ³], [kg/MWh]	Im Betrieb keine Emissionen		

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

2	Abfälle und Reststoffe: Wiederverwendung / Wiederverwertung / Entsorgungsweg Asche und Schlacke Gärungsrückstände Andere [t/a]	Im Betrieb keine Abfälle und Reststoffe		
---	--	---	--	--

Teil 4: Markt/Ökonomische Dimension

Kriterienkatalog: Wasserkraft mit Pelton- und Durchströmturbine, - mit Francisturbine, - mit Kaplan- und Rohrturbine				
1	Spezifische Investitionskosten (gesamt) [€/kW _{el}]	2.500 – 5.000 €/kW _{el}		
2	Spezifische Stromgestehungskosten [€cent/kWh _{el}]	3 – 19 €cent/kWh _{el}		
3	Spezifische Betriebs- und Wartungskosten [€cent/kWh _{el}]	0,4 – 3 €cent/kWh _{el}		
4	Einspeisetarif [€cent/kWh _{el}]	3,15 – 6,25 €cent/kWh _{el} (bei Kleinwasserkraft)		

Literaturverweise für Kriterienkatalog Wasserkraft: [7], [33], [67]

4.4.2 Photovoltaik

Verweis: Alle in diesem Abschnitt gemachten Angaben beziehen sich auf Quelle [9]

Grundlagen der Energiewandlung

Bei der photovoltaischen Stromerzeugung wird die solare Energie direkt in elektrische Energie gewandelt. Grundlage dafür ist der bei Lichteinstrahlung in Festkörpern mit p-n-Übergang auftretende photovoltaische Effekt. Dabei wird die Strahlungsenergie des (Sonnen-)Lichts direkt auf die Elektronen im Festkörper übertragen. Es entsteht eine elektrische Spannung als Folge der Absorption der ionisierenden Strahlung. [64], [65], [66]

Photoeffekt. Unter dem Photoeffekt (auch photo- oder lichtelektrischer Effekt) wird die Übertragung der Energie von Photonen (oder Quanten elektromagnetischer Strahlung) auf Elektronen in Materie verstanden. Die Photonenenergie wird dabei in potentielle und kinetische Energie von Elektronen umgewandelt.

Beim inneren Photoeffekt werden dadurch Elektronen vom Valenzband ins Leitungsband angehoben. Es kommt also zur Bildung eines Elektron-Loch-Paares, das die elektrische Leitfähigkeit des Festkörpers erhöht.

Dieser innere Photoeffekt bildet die Basis für den photovoltaischen Effekt und damit für die Solarzelle. Dazu ist aber noch eine Grenzschicht erforderlich, beispielsweise ein p-n-Übergang.

p-n-Übergang. Bringt man p- und n-Material in engen Kontakt, existiert an der p-n-Grenzfläche zunächst ein starkes Konzentrationsgefälle von Elektronen im Leitungsband und Defektelektronen im Valenzband. Aufgrund dieses Konzentrationsgefälles diffundieren Defektelektronen aus dem p- in das n-Gebiet und Elektronen aus dem n-in das p-Gebiet. Dadurch kommt es auf beiden Seiten der Grenzschicht zu einer Verarmung der Majoritätsträger, und die an den ortsfesten Donatoren und Akzeptoren gebundenen Ladungsträger erzeugen auf der p-Seite eine negative und auf der n-Seite eine positive Raumladung. Als Folge dieses Konzentrationsausgleichs der frei beweglichen Ladungsträger baut sich über die Grenzfläche hinweg ein elektrisches Feld auf, welches den Diffusionsstrom hemmt und Feldströme in umgekehrter Richtung hervorruft. Dadurch entsteht ein Gleichgewichtszustand, bei dem sich Diffusionsstrom und Feldstrom gegenseitig kompensieren. Die nicht mehr kompensierten ortsfesten Ladungen der Donatoren und Akzeptoren definieren nun eine Raumladungszone, deren Breite von der Dotierungskonzentration abhängt.

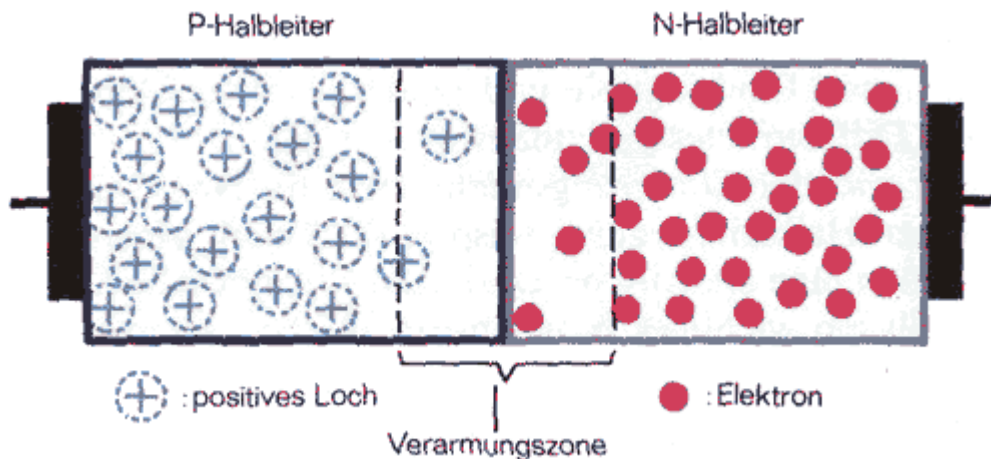


Abbildung 4-41: Schematische Darstellung eines p - n Übergangs [9]

Photovoltaischer Effekt. Treffen Photonen und damit die Träger von Lichtenergie auf einen Halbleiter und dringen in ihn ein, können sie ihre Energie an ein Elektron im Valenzband abgeben. Wird ein Photon in der Raumladungszone absorbiert, trennt das dort bestehende elektrische Feld unmittelbar das entstandene Ladungsträgerpaar. Das Elektron geht in Richtung n-Gebiet und das Loch in Richtung p-Gebiet. Entstehen bei Lichtabsorption Elektron-Loch-Paare außerhalb der Raumladungszone im feldfreien p- oder n-Gebiet, können sie durch Diffusion aufgrund thermischer Bewegungen ebenfalls die Grenze der Raumladungszone erreichen. Die jeweiligen Minoritätsträger (d. h. die Elektronen im p-Gebiet und die Löcher im n-Gebiet) werden vom Feld der Raumladungszone erfasst und auf die gegenüberliegende Seite beschleunigt. Im Gegensatz dazu stößt die Potenzialbarriere der Raumladungszone die jeweiligen Majoritätsträger zurück. Insgesamt lädt sich also die p-Seite positiv und die n-Seite negativ auf. Zu dieser Aufladung tragen sowohl die innerhalb als auch die außerhalb der Raumladungszone absorbierten Lichtquanten bei.

Infolge dieser bei Bestrahlung stattfindenden Ladungstrennung kommt es zu einer Anreicherung von Elektronen im n-Bereich und von Löchern im p-Bereich. Dies ist so lange der Fall, bis die abstoßenden Kräfte der angesammelten Ladungen dies zu verhindern beginnen; dann ist die Leerlaufspannung der Solarzelle erreicht.

Werden über eine äußere leitende Verbindung p- und n-Seite kurzgeschlossen, fließt der "Kurzschlussstrom". In diesem Betriebszustand wird die Diffusionsspannung am p-n-Übergang, die sich im Leerlaufbetrieb abgebaut hat, wiederhergestellt. Der Kurzschlussstrom steigt dabei proportional mit der Bestrahlungsstärke.

Systemelemente von Photovoltaikanlagen

Photovoltaikanlagen wandeln die solare Strahlung teilweise in elektrischen Strom um. Wesentliche Elemente solcher Anlagen sind die in Solarmodulen zusammengefassten Photovoltaikzellen. Zur Anpassung an die elektrischen Spezifikationen der Verbraucher sind bei netzgekoppelten Anlagen ein Wechselrichter bzw. bei Inselanlagen ein Batteriespeicher sowie u. U. ebenfalls ein Wechselrichter notwendig. Abb. 4-42 zeigt den Systemaufbau einer netzgekoppelten Photovoltaikanlage.

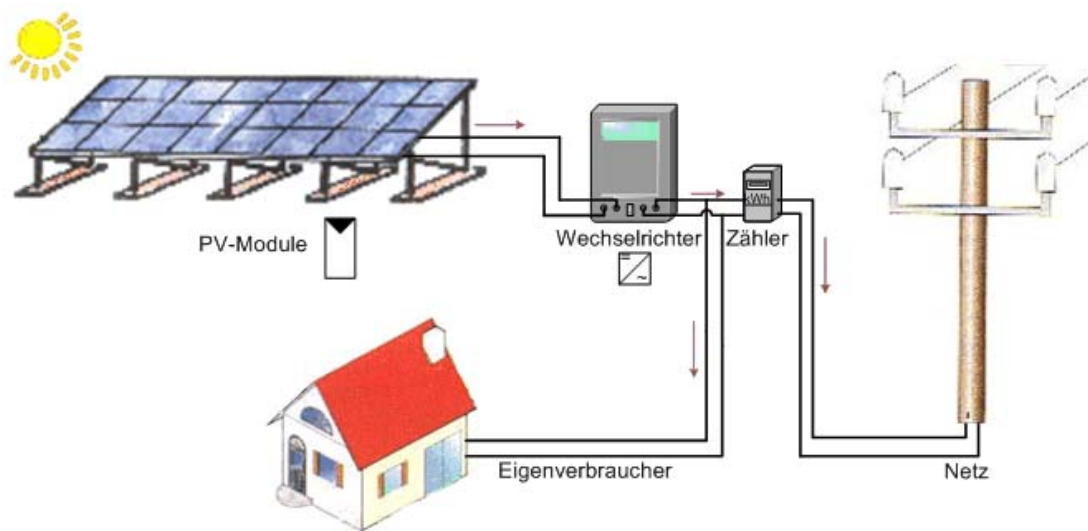


Abbildung 4-42: Gesamtsystemaufbau netzgekoppelter Photovoltaikanlagen [68]

Prinzipieller Aufbau einer Solarzelle. Abb. 4-43 zeigt den grundsätzlichen Aufbau einer Solarzelle, bestehend aus einem p-leitenden Basismaterial und einer n-leitenden

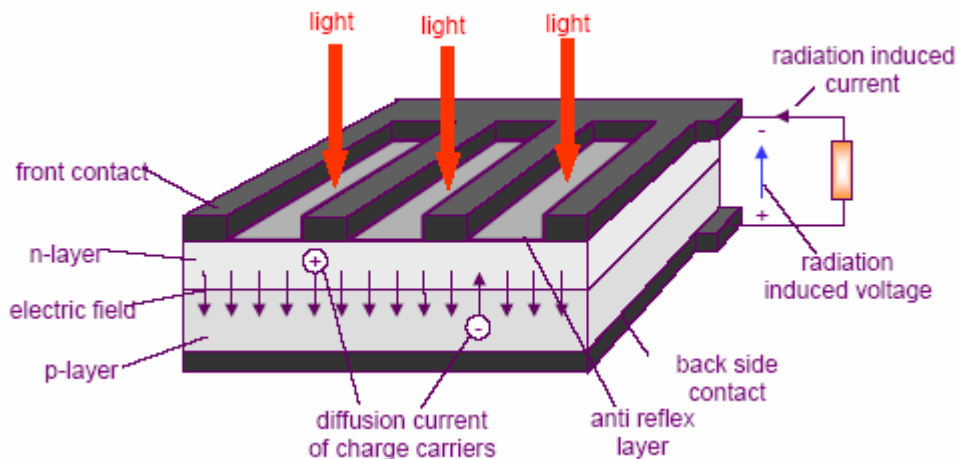


Abbildung 4-43: Aufbau einer Solarzelle [33]

Schicht auf der Oberseite. Auf die Zellenrückseite wird ganzflächig ein metallischer Kontakt und auf der dem Licht zugewandten Seite ein fingerartiges Kontaktsystem (Minimierung von Abschattungsverlusten) aufgebracht. Auch vollflächige transparente leitfähige Schichten kommen zum Einsatz. Zur Reduktion von Reflexionsverlusten werden auf die Zellenoberfläche zusätzlich Antireflexschichten aufgebracht.

Da eine einzelne Zelle nur eine sehr geringe Spannung produziert, werden mehrere Zellen seriell miteinander verschaltet (vgl. Abbildung 4-44); um beispielsweise eine Spannung von 15 V zu erzielen, benötigt man bis zu 30 monokristalline Zellen. Wenn einzelne Zellen zeitweise verschattet werden, würden sie von den besonnten mit Strom gespeist; deshalb sind Bypass-Dioden notwendig, die sie bei Bedarf überbrücken. [69]

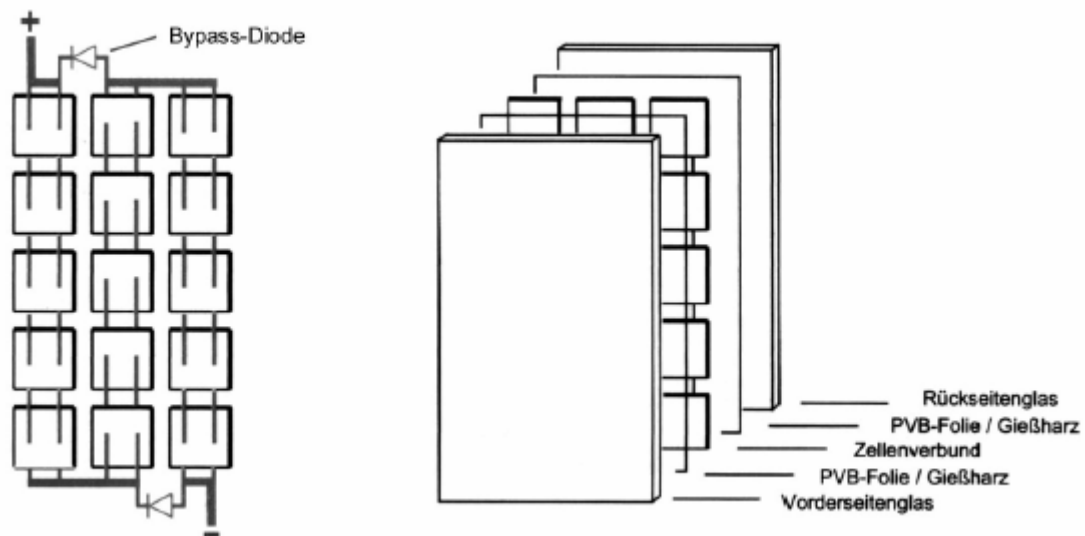


Abbildung 4-44: Verschaltung von Solarzellen (links) und Aufbau von Solarmodulen (rechts)

[69]

Zellentypen

Über 90 % der weltweit produzierten Solarzellen setzen Silizium als Halbleitermaterial ein. Je nach Kristallart unterscheidet man zwischen monokristallinen, multikristallinen und amorphen Siliziumzellen. Silizium gehört dabei zu den sog. indirekten Halbleitern, deren Absorptionskoeffizienten für Lichtstrahlung niedere Werte aufweisen. Eine Solarzelle aus kristallinem Silizium muss deshalb relativ dick sein (heute 250 bis 300 μm Schichtdicke), um das einfallende Licht möglichst vollständig zu absorbieren. Dies bedingt entsprechend hohe Materialeinsätze und Kosten. In zunehmenden Maße werden daher für speziell Dünnschichtzellen auch Materialien wie Germanium, Galliumarsenid (GaAs), Cadmiumtellurid (CdTe) oder Kupfer-Indium-Diselenid (CuISe_2) verwendet.

• Monokristalline Siliziumzellen

Zur Herstellung von monokristallinen Siliziumzellen werden hochreine Siliziumeinkristalle als Halbleitermaterial benötigt. Dazu werden aus einer Siliziumschmelze unter Abkühlung einkristalline Stäbe gezogen (Czochalski-Verfahren) und anschließend in dünne Scheiben gesägt. Dieses Herstellungsverfahren garantiert dabei relativ hohe Wirkungsgrade. Vielfach stammt das Ausgangsmaterial von Abfällen bzw. Überschüssen der Chip-Fertigung, die etwa 10 mal mehr monokristallines Silizium benötigen als die PV-Fertigung. In weiteren Schritten werden aus diesen sog. Wafern Solarzellen gefertigt. Dazu wird u. a. ein p-n-Übergang erzeugt sowie eine reflexionsmindernde Oberflächenschicht und die Vorder- und Rückseitenkontakte angebracht.

• Multi- oder Polykristalline Siliziumzellen

Kostengünstiger ist die Herstellung von multikristallinen Zellen. Dabei wird flüssiges Silizium in Blöcke gegossen, abgekühlt und anschließend in Scheiben gesägt. Bei der Erstarrung des Materials bilden sich unterschiedlich große Kristallstrukturen aus, an deren Grenzen Defekte

aufzutreten. Aufgrund dieser Kristalldefekte können multikristalline Solarzellen einen geringeren Wirkungsgrad als monokristalline Zellen haben. Die Weiterverarbeitung der Wafer zur fertigen Solarzelle erfolgt analog zu monokristallinen Zellen.

- **Amorphe Silizium- und Dünnschichtzellen**

Wird auf ein Trägermaterial (z. B. Glas) eine Siliziumschicht aufgedampft, spricht man von amorphen oder Dünnschichtzellen. Bei amorphen Siliziumzellen sind heute zwei p-n-Übergänge (z. B. BP-Solarex) üblich; es sind aber auch bereits sog. 3-fach Zellen auf dem Markt (z. B. Canon). Aufgrund der sehr geringen Schichtdicken ($< 1 \mu\text{m}$) ist der Materialverbrauch wesentlich geringer als bei kristallinen Zellen. Die Wirkungsgrade amorpher Siliziumzellen liegen allerdings noch ca. 50 % unter jenen kristalliner Zellen. Außerdem nimmt der Wirkungsgrad aufgrund der fehlenden Langzeitstabilität amorpher Siliziumzellen mit der Zeit ab. Insbesondere Dünnschichtsolarzellen eignen sich für den Einsatz alternativer Halbleitermaterialien. Die nur wenige μm dünnen Galliumarsenid-, Cadmiumtellurid- oder Kupfer-Indium-Diselenidschichten (Copper-Indium-Diselenid, CIS) erlauben eine äußerst materialsparende und kostengünstige Herstellung. Schwierigkeiten bei der Umsetzung dieser Technologien haben allerdings dazu beigetragen, dass das kristalline Silizium noch immer eine marktbeherrschende Stellung besitzt. Durch die Überwindung dieser Probleme und den Aufbau von großtechnischen Fertigungsstätten dürften Dünnschichtsolarzellen in den nächsten Jahren allerdings an Bedeutung gewinnen.

- **Weitere Zelltypen**

Neben den oben diskutierten Zelltypen gibt es noch weitere, zum Teil aus diesen abgeleitete Zelltypen, von denen drei im Folgenden kurz beschrieben werden.

Um ein breiteres Strahlungsspektrum nutzen zu können, werden unterschiedliche Halbleitermaterialien, die für verschiedene Spektralbereiche geeignet sind, übereinander zu sog. Tandem- oder Stapelzellen angeordnet. Das Licht, das in der ersten Schicht nicht genutzt werden kann, dringt zur zweiten Schicht vor und kann dort umgewandelt werden.

Konzentratorzellen können durch die Verwendung von Spiegel- und Linsensystemen eine höhere Lichtintensität auf die Solarzellen fokussieren. Diese Systeme werden der Sonne nachgeführt, um einen möglichst großen Teil der direkten Strahlung auszunutzen.

Bei MIS-Inversionsschicht-Zellen (Metal-Insulator-Semiconductor) wird das innere elektrische Feld nicht durch einen p-n-Übergang, sondern durch den Übergang einer dünnen Oxidschicht zu einem Halbleiter erzeugt.

Anlagenkonzepte und Anwendungsbereiche

Ein Vorteil der Photovoltaiktechnologie ist ihr modularer Aufbau. Solargeneratoren sind mit praktisch beliebiger Leistung installierbar. Die Bandbreite bewegt sich von wenigen mW für Kleinstanwendungen (z. B. Uhren oder Taschenrechner) über den W-Bereich (z. B. netzautarke Beleuchtungen), den kW-Bereich (z. B. Energieversorgung einer Berghütte) bis in den MW-Bereich von Photovoltaikkraftwerken.

Inselsysteme. Unter Inselsystemen werden alle Energieversorgungssysteme verstanden, die nicht an ein übergeordnetes Versorgungssystem gekoppelt sind (z. B. Energieversorgung einer Armbanduhr, einer Berghütte oder eines abgelegenen Dorfes). Das

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

größte Marktpotenzial für solche Systeme liegt in den Entwicklungs- und Schwellenländern. In den letzten Jahren nahm dieser Markt mehr als 85 % der Weltjahresproduktion von Photovoltaikmodulen auf.

An einen Photovoltaikgenerator können entweder Gleichstrom- oder Wechselstromverbraucher oder beide gleichzeitig angeschlossen werden (Abb. 4-45). Zur Sicherstellung einer ununterbrochenen Energiebereitstellung befindet sich im Normalfall auf der Gleichstromseite eine Batterie. Sie wird über einen zwischengeschalteten Laderegler be- und entladen. Dadurch kann der Überschussstrom in den Zeiten gespeichert werden, in denen der Solargenerator mehr Energie liefert als alle Verbraucher in diesen Zeiten benötigen. Wird zusätzlich Wechselspannung erzeugt, arbeitet der Wechselrichter bei konstanter Eingangsspannung (Batteriespannung). Die Funktion der Batterie kann auch teilweise oder vollständig von einem Hilfsgenerator (z. B. Dieselgenerator) übernommen werden.

In Österreich werden Inselsysteme vor allem im unteren Leistungsbereich eingesetzt (z. B. Stromversorgung von Notrufsäulen oder Parkautomaten). Größere Anlagen haben hingegen nur eine untergeordnete Bedeutung, da auch dünner besiedelte ländliche Gebiete im Regelfall netztechnisch gut erschlossen sind. Eine Ausnahme stellen Berg- oder Almhütten ohne Netzanschluss dar. Für diese sind Photovoltaikanlagen mit Leistungen von mehreren Kilowatt eine Alternative zu Dieselgeneratoren.

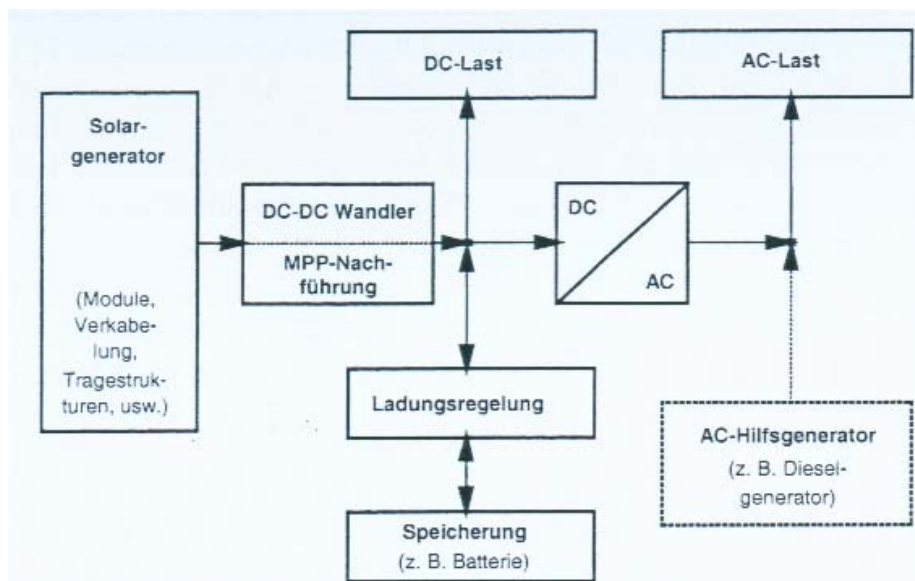


Abbildung 4-45: Systemaufbau einer photovoltaischen Anlage zur Inselversorgung (DC Gleichstrom, AC Wechselstrom) [9]

Netzgekoppelte Anlagen. Für die großtechnische Erzeugung elektrischer Energie kommen hauptsächlich netzgekoppelte Photovoltaikanlagen zum Einsatz. Im Gegensatz zu Inselsystemen wird dabei i. Allg. auf einen Batteriespeicher verzichtet. Statt dessen dient das Netz als Speicher bzw. Notstromquelle, um beispielsweise während der Nachtstunden

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

eine Versorgung mit elektrischer Energie gewährleisten zu können. Netzgekoppelte Systeme können über verschiedene Anlagenkonzepte realisiert werden (Abb. 4-46).

Bei sog. dezentralen Systemen, bei denen die Solarmodule meist auf Hausdächern montiert sind, werden relativ kleine Photovoltaikanlagen mit Leistungen von wenigen kW über einen Wechselrichter mit dem Niederspannungsnetz verbunden.

"Quasizentrale" Systeme stellen eine Mischform zwischen Kleinanlagen und großen Photovoltaikkraftwerken dar. Hier können ebenfalls vorhandene Tragstrukturen (z. B. Dächer) zur Aufstellung der Photovoltaikmodule genutzt werden. Die Einzelsolargeneratoren werden aber im Unterschied zu den dezentralen Systemen gleichstromseitig zu größeren Einheiten zusammengefasst, deren Leistung von einigen 100 kW bis zu einigen MW reichen kann. Wird bei höheren Leistungen ins Mittelspannungsnetz eingespeist, ist zusätzlich ein entsprechender Transformator notwendig.

Zentrale Systeme, wie Photovoltaikkraftwerke, werden in der Regel auf Freiflächen oder große Flachdächer aufgestellt. Dabei können die Solarmodule starr montiert oder dem Sonnenstand ein- oder zweiachsig nachgeführt werden. Über einen oder mehrere Wechselrichter und einen Transformator wird die photovoltaisch erzeugte elektrische Energie in die Mittel- oder Hochspannungsebene eingespeist. Anlagen dieses Typs können Leistungen im Bereich von einigen 100 kW bis zu mehreren MW aufweisen.

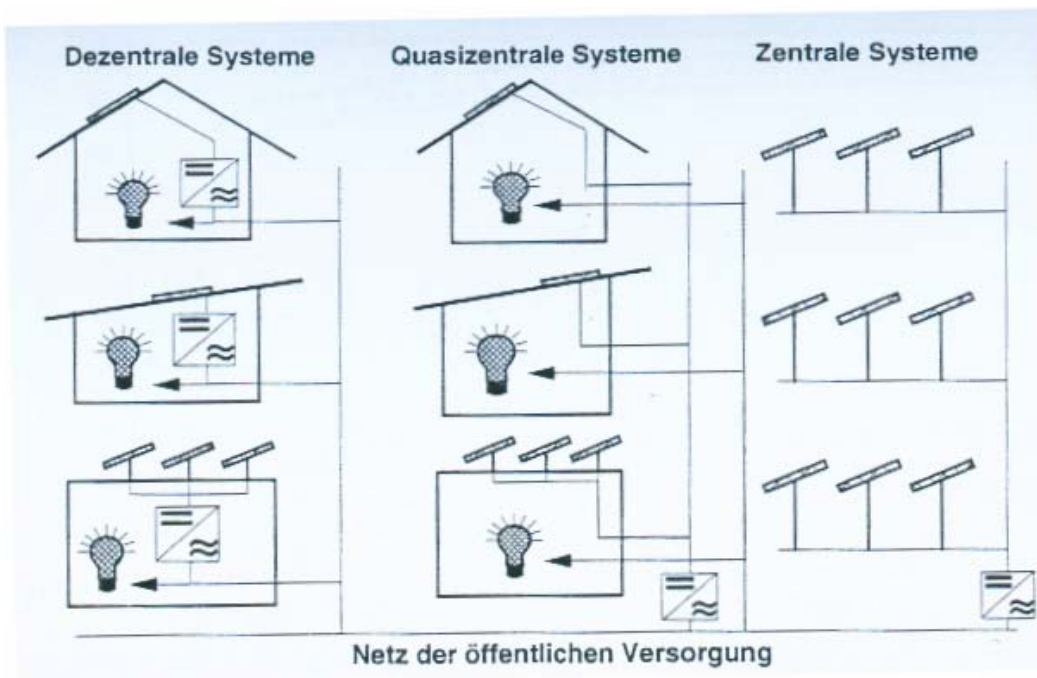


Abbildung 4-46: Konzepte für netzgekoppelte Photovoltaikanlagen [9]

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

Anmerkung: Der folgende Kriterienkatalog unterscheidet sich zum Basiskatalog, wie er in Kapitel 4 dargestellt ist dadurch, dass er um jene Kriterien bzw. Kenngrößen gekürzt wurde, für welche keine Werte ermittelt werden konnten.

Nochmals sei darauf hingewiesen, dass es sich bei den, in den Kriterienkatalogen **grün und fett** eingetragenen Werten, um spezifische (Leistungs-)Daten und Informationen handelt, wie sie durch die Verfeuerung von regenerativen Brennstoffen (Primärenergieträgern), wie z.B. Biomasse, auftreten.

Teil 1: Allgemeine Informationen/Kriterien

Kriterienkatalog: Photovoltaik mit monokristallinen Zellen, - mit polykristallinen Zellen, - mit amorphen Zellen				
1	Dezentrale Erzeugungseinheit / Technologie	Photovoltaik		
		mit monokristallinen Zellen	mit polykristallinen Zellen	mit amorphen Zellen
2	Charakteristika	Direkte Umwandlung von Licht in elektrische Energie		
3	Primärenergieträger / Brennstoffe (Möglich, Nicht möglich)			
	Erdöl	Nicht möglich		
	Erdgas	Nicht möglich		
	Braunkohle	Nicht möglich		
	Steinkohle	Nicht möglich		
	(Müll)	Nicht möglich		
	Wasserstoff	Nicht möglich		

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

	Methanol	Nicht möglich		
	Wasser	Nicht möglich		
	Solarenergie	Möglich		
	Wind	Nicht möglich		
	Biomasse fest	Nicht möglich		
	Biomasse flüssig	Nicht möglich		
	Biogas	Nicht möglich		
	Deponiegas	Nicht möglich		
	Klärgas	Nicht möglich		
	Geothermie	Nicht möglich		
4	Prognostizierbarkeit	Neutral		
	Sehr gut			
	Gut			
	Neutral			
	Schlecht			

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

	Sehr schlecht			
5	Anwendung(en), Einsatzgebiete	Dezentral Netzparallelbetrieb oder Inselbetrieb (bevorzugt)		
7	Standort / Einsatzort / Situierung (ländlicher Raum, Stadt, Siedlung,...) -> verbraucher- oder erzeugerorientiert	Ländlicher Raum (auch Gebirge), Siedlungen, urbane Gebiete Verbraucher- und erzeugerorientiert		
8	Technologie- Entwicklungsstand	Demonstration bis Marktreife		
	Labor			
	Pilot			
	Demonstration			
	Marktreife			
	Marktdurchdringung			

Teil 2: Technologie

Technische Auslegung/Konzeption

Dieses Unterkapitel konzentriert sich auf die *konzipierten* technischen (Leistungs-)Daten im Gegensatz zu den betrieblichen (Leistungs-) Daten, angeführt im nächsten Unterkapitel.

Kriterienkatalog: Photovoltaik mit monokristallinen Zellen, - mit polykristallinen Zellen, - mit amorphen Zellen				
1	Elektrische Nennleistung / Dauerleistung / Engpassleistung / Elektrischer Nenn- Leistungsbereich [kW _{el} , MW _{el}], [W _{el}]	~ 1,3 W _{el} (pro Zelle)		
3	Spezifische Leistungsdichte [W/m ²], [mW/cm ²], [kW/m ²]	Weniger als 1,37 kW/m ²		
5	Wärmeauskopplungsfähig (Ja, Nein)	Nein		
	Ausführung als BHKW (Möglich, Nicht möglich)	Nicht möglich		
7	Konzipierte max. Ausnutzungsdauer / Jahresvolllaststunden / Volllaststundenzahl	1.000 h/a		

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

	[h/a]			
10	Konzipierter elektrischer (Anlagen-) Wirkungsgrad (bei Volllast im Jahresdurchschnitt) [in % oder Dezimalen]	16 – 19 %	12 – 14 %	6 – 11 %
11	Konzipierter Gesamtwirkungsgrad / Anlagenwirkungsgrad / Brennstoffausnutzungsgrad (bei Volllast im Jahresdurchschnitt) [in % oder Dezimalen]	16 – 19 %	12 – 14 %	6 – 11 %
15	Anlaufzeit [min], [h]	Sehr kurz (Sekunden)		
16	Lebensdauer der Anlage [h], [a]	~ 20 - 30 Jahre		
17	Wartungsintervalle [h]	geringe Wartung – alle 2 Jahre Service		
18	Energierückflusszeit (energetische Amortisation) [a]	4		

19	Erntefaktor	5		
-----------	--------------------	---	--	--

Betriebliche (Leistungs-)Daten

Gefragt sind reale Leistungsdaten

Kriterienkatalog: Photovoltaik mit monokristallinen Zellen, - mit polykristallinen Zellen, - mit amorphen Zellen				
5	Benutzungsdauer [h]	25 Jahre		
12	(Zeit-)Verfügbarkeit (Availability) [%]	97 %		

Einspeisecharakteristik

Kriterienkatalog: Photovoltaik mit monokristallinen Zellen, - mit polykristallinen Zellen, - mit amorphen Zellen				
1	Form des Netzanschlusses (Betriebsführung): Notstrom bzw. Ersatzstromerzeugung (Anlaufzeit < 1 min)	Möglich		
	Schwarzstart	Möglich		

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

	(ohne anliegende Spannung) Inselbetrieb	Möglich		
2	Um-/Wechselrichter	Ja		
3	Stromerzeugungstechnologie (Generatorart)	Gleichstrom		
4	Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$	> 0,85		
5	Anschlussspannung [V], [kV]	400 – 500 mV (pro Zelle)		

Teil 3: Ökologische Dimension

Ökologische Daten

Kriterienkatalog: Photovoltaik mit monokristallinen Zellen, - mit polykristallinen Zellen, - mit amorphen Zellen				
1	Luftschadstoff- und Treibhausgasemissionen: CO₂ CH₄ SO₂ NO_x PM10 TSP [t/a], [mg/Nm ³], [kg/MWh]	Im Betrieb keine Emissionen		

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

<p>2</p>	<p>Abfälle und Reststoffe: Wiederverwendung / Wiederverwertung / Entsorgungsweg Asche und Schlacke Gärungsrückstände Andere [t/a]</p>	<p>Im Betrieb keine Abfälle und Reststoffe</p>		
<p>3</p>	<p>Sonstige Einflüsse: Lärm [dBA]</p>	<p>Im Betrieb keine Lärmemissionen</p>		

Teil 4: Markt/Ökonomische Dimension

Kriterienkatalog: Photovoltaik mit monokristallinen Zellen, - mit polykristallinen Zellen, - mit amorphen Zellen				
1	Spezifische Investitionskosten (gesamt) [€/kW _{el}]	5.000 – 6.500 €/kW _p		
2	Spezifische Stromgestehungskosten [€cent/kWh _{el}]	60 – 90 €cent/kWh _{el}		
3	Spezifische Betriebs- und Wartungskosten [€cent/kWh _{el}]	3 – 5 €cent/kWh _{el}		
4	Einspeisetarif [€cent/kWh _{el}]	47 – 60 €cent/kWh _{el}		

Literaturverweise für Kriterienkatalog Photovoltaik: [33], [49], [70], [71], [72], [73]

4.4.3 Windenergie

Rund 0,2 % der Sonnenlicht-Einstrahlung werden in Windenergie umgewandelt:

- durch die breitenabhängige sehr unterschiedliche Erwärmung auf der Erde
- durch aufsteigende warme Luft und
- über Kondensationswärme bei der Wolkenbildung

Die kinetische Energie des Windes kann mittels Windflügelräder partiell in nützliche mechanische Rotationsenergie umgewandelt werden.

Bauarten von Windkraftanlagen

Mit Windenergieanlagen, auch Windkraftanlagen und Windkonverter genannt, nutzt man die kinetische Energie des Windes, indem man einen Rotor damit in Bewegung setzt, der über eine Welle und gegebenenfalls ein Getriebe einen Generator zur Stromerzeugung antreibt.

Die zahlreichen Ausführungsformen von Windkraftanlagen lassen sich hauptsächlich nach folgenden Merkmalen einteilen:

- Antriebsprinzip (Auftriebsprinzip oder Widerstandsprinzip)
- Schnellläufigkeit (Langsam- oder Schnellläufer)
- Stellung der Rotorachse (horizontal oder vertikal)
- Anzahl der Rotorblätter (Ein-, Zwei-, Drei- oder Mehrblattrotoren)
- Leistungsregelung (Stall- oder Pitch-Regelung)
- Windnachführung
- Generator (Synchron- oder Asynchrongenerator)
- Art der Netzkopplung (direkt oder über einen Gleichstromzwischenkreis)

Die wichtigsten Typen, die vorwiegend nach dem Auftriebsprinzip arbeiten, lassen sich nach der Stellung ihrer Rotorachse und ihrer Schnellläufigkeit einteilen (vgl. Abbildung 4-47). Die Typen, die nach dem Widerstandsprinzip arbeiten, sind von untergeordneter Bedeutung. [69]

Technische Grundlagen

Die Nutzung der im Wind enthaltenen kinetischen Energie ist mit verschiedenen Systemen möglich. Diese sind allerdings aufgrund ihres theoretisch möglichen Wirkungsgrades keinesfalls alle gleich zu bewerten. Hierauf wird im Folgenden kurz eingegangen.

Grundsätzliche Gesetzmäßigkeiten

Die Leistung P der Windkraftanlage ist proportional (s. Formel 4-3)

- der Luftdichte ρ ,
- der durchströmenden Rotorkreis-Fläche A und der
- dritten Potenz der Windgeschwindigkeit v .

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

Die im Wind durch eine Fläche A enthaltene Leistung P lässt sich mit der Luftdichte ρ (im Mittel $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$) über die Windgeschwindigkeit v berechnen:

$$P = \frac{1}{2} * \rho * A * v^3 \quad (4-3)$$

Durch den Leistungsbeiwert c_p wird der Anteil der Leistung des Windes, den eine Windkraftanlage nutzen kann, ermittelt. Der theoretisch maximale Wert für c_p beträgt 0,593 und wird auch als Betz'scher Leistungsbeiwert $c_{p,Betz}$ bezeichnet. Bei realen Anlagen werden geringere Leistungsbeiwerte erreicht, die zudem noch von der Windgeschwindigkeit abhängen.

Die elektrische Wirkleistung P_{el} einer Windkraftanlage ergibt sich dann über

$$P_{el}(v) = c_p(v) * P(v) \quad (4-4)$$

Der Leistungsbeiwert c_p ist von der Schnelllaufzahl λ abhängig, die folgendermaßen definiert ist:

$$\lambda = v_u / v_{Wind} \quad (4-5)$$

- v_u ist dabei die Umfangsgeschwindigkeit der Blattspitze
- Dieser Zusammenhang ist im c_p -zu- λ -Diagramm dargestellt (s. Abbildung 4-47)

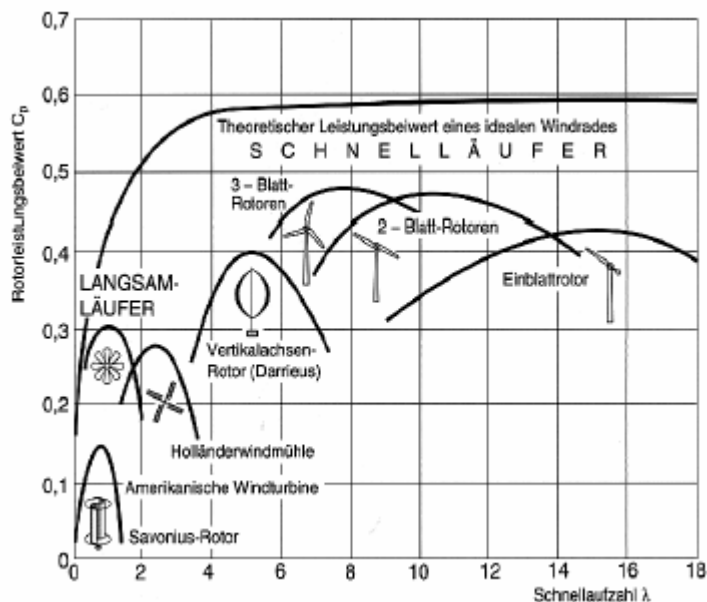


Abbildung 4-47: Leistungskennlinien verschiedener Rotorbauarten [69]

Aufbau einer Windkraftanlage

Zur Stromerzeugung haben sich hauptsächlich Schnellläufer mit Horizontalachsen durchgesetzt. Anhand der folgenden Abbildung kann der Aufbau grob beschrieben werden.

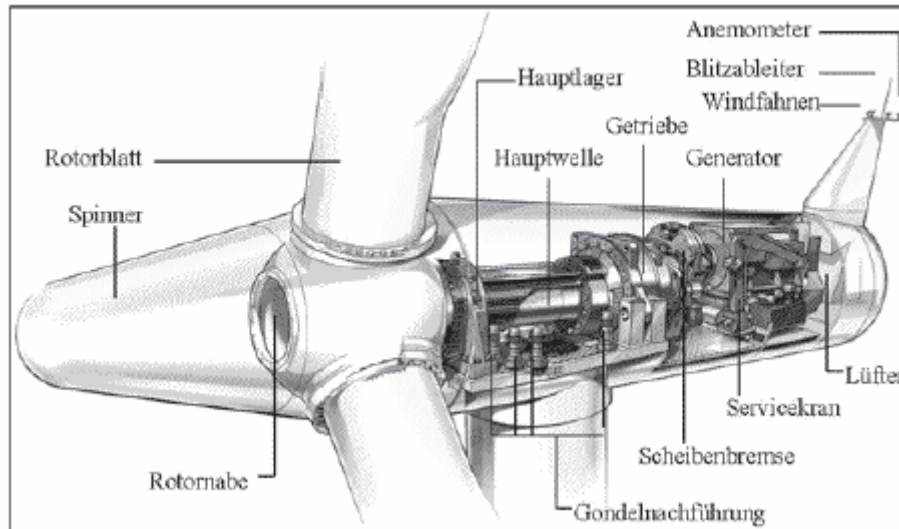


Abbildung 4-48: Aufbau einer Windenergieanlage [72]

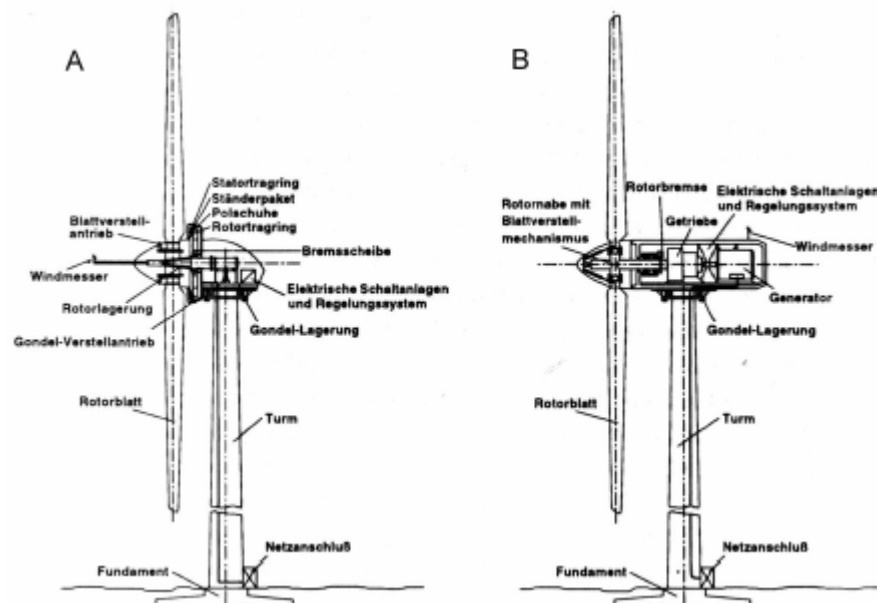


Abbildung 4-49: Prinzipieller Aufbau einer Windkraftanlage - ohne Getriebe (A) und mit Getriebe (B) [69]

Die Anlage setzt sich im Wesentlichen aus der Rotornabe, dem Rotorblatt und ggf. einer Rotorblattverstellung, einem Bremssystem, der Windrichtungsnachführung sowie dem Energiewandlungssystem (mechanischelektrischer Wandler) zusammen.

Wirkungsweise einer Windenergieanlage

Folgende Ausführungen entstammen der Windkraftstudie der Energie Control GmbH [75]

In einer Windenergieanlage (WEA) wird die durch die Rotoren aufgenommene Bewegungsenergie in einem Generator in elektrische Energie umgewandelt. Die Energieerzeugung einer modernen WEA ist neben der Rotorfläche durch die Windgeschwindigkeit und durch ihre Leistungsregelung bestimmt. Am Beispiel der Leistungskennlinie einer WEA vom Typ AN BONUS 2 MW/76, deren Verlauf qualitativ auch für andere WEA-Typen gilt und in Abb. 4-50 wiedergegeben wird, sollen die Effekte bei ansteigender Windgeschwindigkeit betrachtet werden:

- Bei sehr kleinen Windgeschwindigkeiten unter 3 m/s bleibt die WEA abgeschaltet, da ihr Ertrag ohnehin sehr gering ist.
- Übersteigt die Windgeschwindigkeit diesen Schwellwert, schaltet sich die WEA zu. Die erzeugte Leistung steigt entsprechend den physikalischen Zusammenhängen mit der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit an.
- Bei einer von dem Hersteller vorgegebenen Windgeschwindigkeit beginnt die Leistungsregelung zu arbeiten und verringert den kubischen Anstieg der Leistung mit der Windgeschwindigkeit.
- Die WEA erreicht bei der Bemessungs-Windgeschwindigkeit ihre Bemessungsleistung, in Abb. 4-50 bei rund 16 m/s (entsprechend Windstärke 7, "steifer Wind"). Die Leistung bleibt dann konstant bis zur Ausschalt-Windgeschwindigkeit, im Bild 4-50 bei 25 m/s. Die WEA schaltet dann ab, da die Leistungsregelung nicht weiter begrenzend eingreifen kann und mechanische Beschädigungen der Rotoren vermieden werden müssen.

Die WEA bleibt abgeschaltet, solange die Windgeschwindigkeit über der Wiedereinschalt-Windgeschwindigkeit bleibt. Dieser Wert liegt in der Regel in der Nähe der Bemessungs-Windgeschwindigkeit. Das Einschaltverhalten der WEA bei dieser Windstärke wird in der Typzertifizierung überprüft.

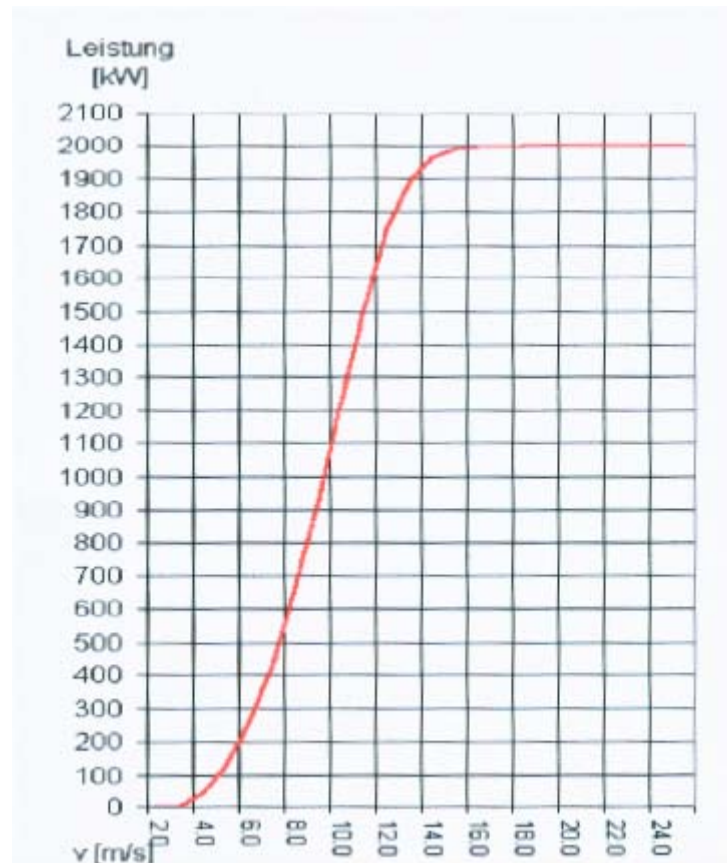


Abbildung 4-50: Typische Leistungskennlinie einer WEA am Beispiel des Typs AN BONUS 2 MW/76 [75]

Die Kennwerte der heute am häufigsten installierten WEA streuen bei den Einschaltgeschwindigkeiten nur gering, diese liegen zumeist bei 3 m/s bis 4 m/s (entspricht Windstärke zwei bis drei, „leichte Brise“ bis „schwache Brise“). Die Ausschaltgeschwindigkeiten hingegen reichen von 19 m/s (z.B. NEG Micon NM 72) bis 28 m/s (z.B. DeWind 60). Dies entspricht den Windstärken acht („stürmischer Wind“) bis zehn („schwerer Sturm“). Die maximale Leistungsabgabe, d. h. Bemessungsleistung, wird erreicht bei Windgeschwindigkeiten von 11,8 m/s (z.B. Enercon Wind 1,5 sl) bis 17 m/s (z.B. Vestas V 66), entsprechend den Windstärken sechs („starker Wind“) bis sieben („steifer Wind“).

Generatorkonzepte

Vor allem wegen der mechanischen Belastungsgrenzen der Rotorblätter weist die Antriebswelle einer WEA eine vergleichsweise geringe Drehzahl bei hohen Drehmomenten auf. Um einen direkt am Netz angeschlossenen Generator antreiben zu können, müsste dieser eine hohe Polpaarzahl aufweisen (entsprechend dem Quotienten aus der Netzfrequenz, d. h. 3000 U/min, und der Drehzahl des Rotors, d. h. kleiner gleich etwa 30 U/min) und ein hohes Drehmoment aufnehmen können. Beide Forderungen bedingen eine große und entsprechend schwere Ausführung des Generators. Dies wird wegen des Einbaus in der Gondel und wegen der erhöhten Kosten eines solchen Generators nicht angestrebt.

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

Deshalb werden die meisten WEA-Generatoren über ein mechanisches Getriebe angetrieben, welches die Drehzahl typischerweise in einem festen Verhältnis von ungefähr 1:50 umsetzt bei entsprechend verringertem generatorseitigen Drehmoment. Bei der Mehrzahl der auf dem Markt befindlichen WEA-Typen erfolgt die Umwandlung der so transformierten mechanischen Leistung in elektrische Leistung mittels eines Asynchrongenerators und direkter Netzkopplung. Beim Asynchrongenerator unterscheidet sich die Drehzahl des Läufers von der durch die Netzfrequenz und die Polpaarzahl vorgegebenen Drehzahl des Ständerfeldes. Über die Differenzdrehzahl (=Schlupf) kann elektrische Energie ins Netz gespeist werden. Allerdings ist der Bereich des zulässigen Schlupfes sehr begrenzt, der maximale Schlupf beträgt ca. 1 %. Deshalb ist die Drehzahl beim klassischen einfachgespeisten Asynchrongenerator praktisch konstant zu halten. Um die Vorzüge variabler Drehzahlen bis etwa 60 % über der Synchrondrehzahl nutzen zu können, werden heute häufig doppeltgespeiste Asynchrongeneratoren mit Pulsweitenmodulation verwendet. [75]

Der Vorzug variabler Drehzahlen wird beim Verhalten der WEA gegenüber Windböen deutlich: während bei drehzahlkonstanten Generatoren die aus der Böe aufgenommene Energie ohne sofort wirksame Regelvorrichtungen (siehe nachfolgenden Punkt „Wirkleistungsregelung“) zu einem Anstieg der abgegebenen elektrischen Leistung führt, der unter Umständen auch zur Überschreitung der Bemessungsleistung führt, kann hier die aus der Böe aufgenommene Energie vorübergehend als zusätzliche Rotationsenergie in Form einer erhöhten Drehzahl mechanisch gespeichert werden. Die variable Drehzahl erlaubt umgekehrt auch bei plötzlicher Verringerung der Windgeschwindigkeit eine Entnahme von Rotationsenergie. Somit führen variable Drehzahlen neben einer geringeren Belastung des Getriebes durch Drehmomentstöße vor allem zu einer gewünschten Glättung der Leistungsabgabe. [75]

Erfolgt eine Netzkopplung über Wechselrichter, so kann die Energiewandlung auch in einem Synchrongenerator geschehen. Bei diesem Konzept kann die WEA unabhängig vom verwendeten Generatortyp mit variablen Drehzahlen betrieben werden, da der erzeugte elektrische Strom über einen elektronischen Wechselrichter zunächst in Gleichstrom und dann in Drehstrom mit vorgegebener Netzfrequenz (50 Hz) umgewandelt wird. Die Zulässigkeit veränderlicher Drehzahlen erlaubt auch hier wie bei doppeltgespeisten Asynchrongeneratoren die Beschleunigung oder das Abbremsen des Rotors durch Windböen und somit eine vorübergehende Speicherung oder Entnahme von Rotationsenergie. [75]

Die Netzanbindung über Wechselrichter ermöglicht zudem, ähnlich wie bei der direkten Netzkopplung über einen doppeltgespeisten Asynchrongenerator, die direkte Regelung der abgegebenen Blindleistung.

Die beiden folgenden Abbildungen zeigen eine schematische Darstellung der heute gängigen Energiewandlungssysteme. [70]

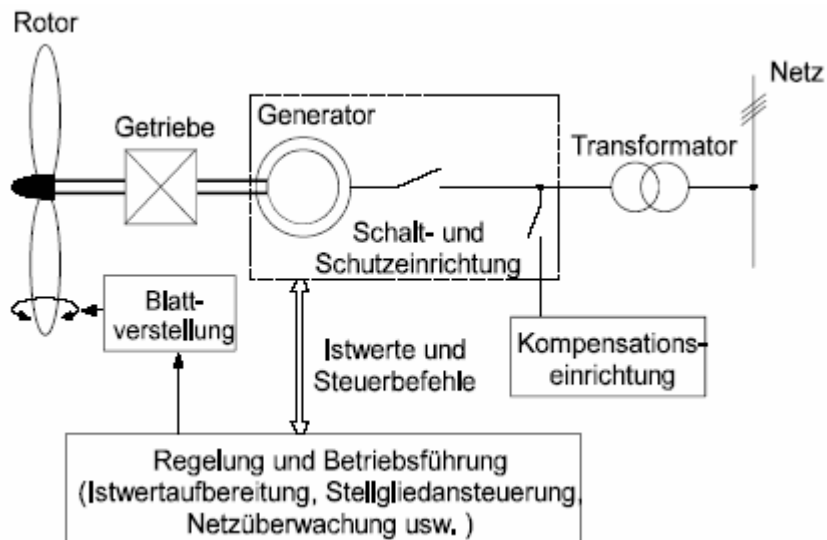


Abbildung 4-51: Windkraftanlage mit polumschaltbarem Generator (Synchron- oder Asynchrongenerator) [70]

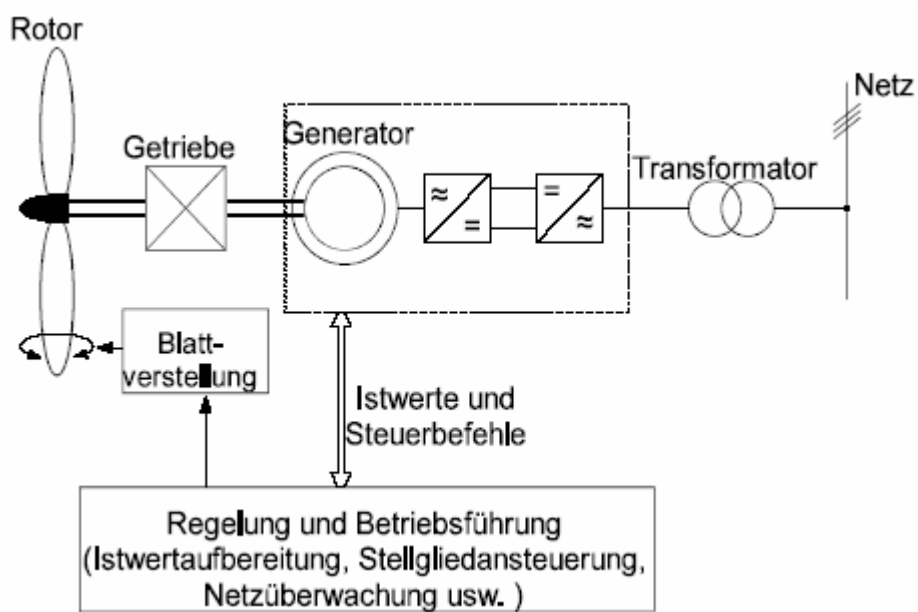


Abbildung 4-52: Windkraftanlage mit Gleichstromzwischenkreis (Synchron- oder Asynchrongenerator) [70]

Wirkleistungsregelung

Aus wirtschaftlichen Überlegungen ist es nicht sinnvoll, eine WEA entsprechend den selten auftretenden, sehr hohen Windgeschwindigkeiten auszulegen. Stattdessen arbeitet man mit einer Leistungsregelung, um - wie oben ausgeführt - bei Windgeschwindigkeiten oberhalb der Bemessungswindgeschwindigkeit (entsprechend der Bemessungsleistung) die erzeugte elektrische Leistung herabzuregulieren. Es können zwei prinzipiell verschiedene Methoden der Leistungsregelung unterschieden werden:

- Bei der Blattwinkelregelung (Pitchregelung) werden die Rotorblätter mit steigenden Windgeschwindigkeiten aus dem Wind gedreht, um eine Leistungsabgabe oberhalb der Bemessungsleistung zu verhindern. Abhängig von der gemessenen elektrischen Leistung erfolgt eine Drehung der Rotorblätter um ihre Längsachse, die bewirkt, dass der Anteil der aufgenommenen Windenergie verringert wird. Steigt die Windgeschwindigkeit bei maximaler Drehung der Rotorblätter weiter an, muss die WEA festgebremst und vom Netz genommen werden.
- Bei der Leistungsregelung durch Strömungsabriss (Stallregelung) sind die Rotorblätter im Gegensatz zu Anlagen mit Pitchregelung klassischerweise in einem festen Winkel an der Nabe befestigt. Die Rotorblattprofile weisen bei dieser Form der Leistungsregelung eine Geometrie auf, die bei hohen Windgeschwindigkeiten zu zunehmenden Turbulenzen auf der windabgewandten Seite der Rotorblätter führen. Dieser sogenannte Strömungsabriss (englisch: stall) hat zur Folge, dass die den Rotor antreibende Auftriebskraft verringert wird. Die Rotorblätter einer stallgeregelten WEA sind in ihrer Längsachse leicht verwunden, wodurch eine allmählich einsetzende Wirkung des Strömungsabrisses erreicht wird. Bei der aktiven Stallregelung erfolgt zusätzlich ähnlich der Pitchregelung abhängig von der Windgeschwindigkeit eine Drehung der Rotorblätter um ihre Längsachse. Allerdings erfolgt hier die Drehung in umgekehrter Richtung, d. h. bei großen Windstärken werden die Rotorblätter in den Wind gedreht um den Effekt des Strömungsabrisses zu verstärken.

Im Gegensatz zur passiven Stallregelung erlauben sowohl die aktive Stallregelung als auch die Pitchregelung eine wesentlich exaktere Leistungsregelung. Dies ermöglicht es, die abgegebene Leistung in einem weiten Bereich der Windstärken recht konstant auf dem Niveau der Bemessungsleistung zu halten und verhindert auch bei Böen ein Ansteigen der abgegebenen Leistung über den genannten Wert hinaus. Dem stehen allerdings höhere Kosten gegenüber, so dass es eine Frage der Wirtschaftlichkeit ist, welcher Mechanismus zur Leistungsregelung eingesetzt wird. Auch netztechnische Auswirkungen können bei der Auswahl eine Rolle spielen. [75]

Blindleistungsregelung

Neben der Regelung der Wirkleistungsabgabe ist auch die Einhaltung der Vorgaben des Netzbetreibers hinsichtlich der Blindleistungsbilanz von Bedeutung für eine problemlose Integration von WEA in bestehende elektrische Netze. Die Mechanismen der Blindleistungsregelung sind vom eingesetzten Generatorkonzept bzw. des Verfahrens der Netzkopplung abhängig.

WEA, die über einen impulsdauermodulierten Wechselrichter an das Netz gekoppelt sind, können die abgegebene Blindleistung praktisch unabhängig von der Wirkleistungsabgabe regem, d. h. den Leistungsfaktor $\cos \varphi$ weitgehend frei einstellen. In der Praxis wird z. B. von E.ON Netz gefordert, dass bei Wirkleistungsabgabe der Windpark als Grundanforderung mit einem Leistungsfaktor von 0,975 (induktiv) bis 0,975 (kapazitiv) betrieben werden können muss. Der Wechselrichter kann an solche Forderungen durch geeignete Auslegung angepasst werden.

Auch für eine Netzkopplung über einen doppeltgespeisten Asynchrongenerator gilt, dass der $\cos \varphi$ in einem begrenzten Bereich frei eingestellt werden kann, der durch die Auslegung der über die IGBTs eingespeisten Leistung bestimmt wird. Der Einsatz moderner IGBT-Technologie im in den Asynchrongenerator einspeisenden Umrichter erlaubt eine Pulsweitenmodulation, die eine unabhängige Regelung der Blindleistungsabgabe in das Netz ermöglicht.

Auf der Kostenseite ergibt sich beim Einsatz eines doppeltgespeisten Asynchrongenerators im Vergleich zum Enercon-Konzept zunächst ein Kostenvorteil, da im Vergleich zum Wechselrichtereinsatz nur ein Drittel der zur Verfügung zu stellenden Blindleistung über IGBTs zugeführt werden muss, so dass hier weniger Bauelemente bzw. Bauelemente mit geringerem Stromführungsvermögen eingesetzt werden können. Andererseits ist der Aufbau eines doppelt gespeisten Asynchrongenerators vergleichsweise komplex, zudem ist bei diesem Konzept ein Getriebe erforderlich, beides verursacht Mehrkosten. Basierend auf der Tatsache, dass beide Konzepte einen wesentlichen Weltmarktanteil erobern konnten, kann abgeleitet werden, dass ein eindeutiger Kostenvorteil weder zu Gunsten des einen noch des anderen Konzeptes besteht.

Anders als bei diesen beiden Konzepten verfügen WEA mit konstanter Rotordrehzahl und Netzkopplung über einfache Asynchrongeneratoren nicht über die Fähigkeit zur variablen Blindleistungsabgabe. Hier erfolgt die Blindleistungsregelung über externe Kondensatoren, die nach Bedarf durch einen Regler zugeschaltet werden. Bei diesem hinsichtlich der Investitionskosten günstigeren Konzept ist zu beachten, dass es bei der Trennung der WEA vom Netz unter bestimmten Umständen zu einer Eigenerrregung des Generators durch die Kompensationskondensatoren kommen kann, welche durch eine geeignete Schaltung vermieden werden muss. Bei der Zu- oder Abschaltung solcher Kompensationseinrichtungen ist zu beachten, dass das Verteilernetz nicht unzulässig beeinflusst werden darf. Die Kompensationskondensatoren dürfen nicht ohne den Generator mit dem Netz verbunden sein. Wechselrichter dürfen nur zugeschaltet werden, wenn sie auf ihrer Wechselstromseite spannungslos sind. [75]

Windparkleistungen und optimierte Netzspannungsebene

Die für die Windenergieerzeugung optimalen Spannungsebenen waren bereits in den Anfängen der Windkraft Gegenstand eingehender Untersuchungen. Maßgebender Parameter waren hierbei die in Windparks auftretenden Verluste auf den Verbindungsleitungen zwischen den einzelnen Turbinen, die bereits bei den in diesen Jahren üblichen Einheitsleistungen von 200 kW als wirtschaftliches Optimum ergaben, das Windparknetz als Mittelspannungsnetz auszuführen. Diese Technik wird heute noch für die z. Zt. größten kommerziell eingesetzten Einheitsleistungen um 2 MW unverändert verwendet.

Die Erzeugung der elektrischen Energie erfolgt in der Gondel des Windgenerators durch Generatoren mit vergleichsweise geringen Spannungen zwischen 400 V und 1.000 V abhängig vom verwendeten Generatortyp. Die Ableitung der Energie aus der Kuppel zum Fuß der WEA erfolgt i. a. mit diesen niedrigen Spannungen. Am Fuß der WEA befindet sich dann ein üblicher Netztransformator, der die Spannung auf die Mittelspannungsebene hochtransformiert.

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

Für den Anschluss des Windparks an das Netz der öffentlichen Energieversorgung geben die im Folgenden genannten Kriterien Anhaltswerte. Dabei stellen die angegebenen Windparkleistungen grobe Richtwerte dar, die im Einzelfall anhand der konkreten Netzsituation und auf Grundlage der Bestimmungen der TOR zu überprüfen sind.

- A. Geringe Windparkleistung, typischerweise kleiner 6 MVA

Der wirtschaftlich günstigste Anschluss ist der an eine bereits vorhandene Mittelspannungs-Versorgungsleitung. Die Planung des Windparks ist dann so vorzunehmen, dass sich eine geringe Entfernung zu der vorhandenen Leitung ergibt. Die mögliche Anschlussleistung hängt von der Übertragungsfähigkeit der Leitung ab, die insbesondere in ländlichen Gebieten begrenzt ist.

Üblicherweise liegt die maximal anschließbare Leistung unter 6 MVA bei 20 kV und unter 3 MVA bei 10-kV-Leitungen.

- B. Mittlere Windparkleistung bis ca. 30 MVA

Der wirtschaftlich günstigste Anschluss ist der an die Sammelschiene einer vorhandenen Umspannanlage von 110 kV auf Mittelspannung mit Nutzung des für die öffentliche Versorgung vorhandenen Umspanners. Die anschließbare Leistung ist begrenzt durch die Bemessungsleistung des vorhandenen Transformators und liegt in ländlichen Gebieten bei maximal 31,5 MV A, üblicherweise darunter.

Als Richtwert kann angenommen werden, dass Windparkleistungen (bzw. kumulierte Leistungen räumlich benachbarter Einzelanlagen) von maximal 30 MVA an eine Sammelschiene angeschlossen werden können.

- C. Große Windparkleistungen über ca. 30 MVA

Der Anschluss erfolgt direkt an das 110-kV-Hochspannungsnetz oder das 380- bzw. 220-kV-Höchstspannungsnetz über einen zum Windpark gehörenden Umspanner. Als Mittelspannungsebene wird vom Betreiber des Windparks in der Regel 20 kV ausgewählt, um die Übertragungsverluste auf der Mittelspannungsseite möglichst gering zu halten.

Als grober Richtwert kann angenommen werden, dass die maximal anschließbare Windparkleistung entsprechend der thermischen Grenzleistungen der Hochspannungsleitungen bei etwa 100 MVA für das 110-kV-Netz sowie bei etwa 400 MVA (220 kV) bzw. 1.200 MVA (380 kV) für das Höchstspannungsnetz liegt. [75]

Anmerkung: Der folgende Kriterienkatalog unterscheidet sich zum Basiskatalog, wie er in Kapitel 4 dargestellt ist dadurch, dass er um jene Kriterien bzw. Kenngrößen gekürzt wurde, für welche keine Werte ermittelt werden konnten.

Nochmals sei darauf hingewiesen, dass es sich bei den, in den Kriterienkatalogen **grün und fett** eingetragenen Werten, um spezifische (Leistungs-)Daten und Informationen handelt, wie sie durch die Verfeuerung von regenerativen Brennstoffen (Primärenergieträgern), wie z.B. Biomasse, auftreten.

Teil 1: Allgemeine Informationen/Kriterien

Kriterienkatalog: Windenergieanlage		
1	Dezentrale Erzeugungseinheit / Technologie	Windenergieanlage
3	Primärenergieträger / Brennstoffe (Möglich, Nicht möglich)	
	Erdöl	Nicht möglich
	Erdgas	Nicht möglich
	Braunkohle	Nicht möglich
	Steinkohle	Nicht möglich
	(Müll)	Nicht möglich
	Wasserstoff	Nicht möglich
	Methanol	Nicht möglich
	Wasser	Nicht möglich
	Solarenergie	Nicht möglich
	Wind	Möglich
	Biomasse fest	Nicht möglich
	Biomasse flüssig	Nicht möglich
	Biogas	Nicht möglich
	Deponiegas	Nicht möglich
Klärgas	Nicht möglich	
Geothermie	Nicht möglich	
4	Prognostizierbarkeit	Schlecht bis neutral
	Sehr gut	

	Gut	
	Neutral	
	Schlecht	
	Sehr schlecht	
5	Anwendung(en), Einsatzgebiete	Netzparallelbetrieb
7	Standort / Einsatzort / Situierung (ländlicher Raum, Stadt, Siedlung,...) -> verbraucher- oder erzeugerorientiert	Ländlicher Raum Erzeugerorientiert
8	Technologie- Entwicklungsstand	Marktreife
	Labor	
	Pilot	
	Demonstration	
	Marktreife	
	Marktdurchdringung	

Teil 2: Technologie

Technische Auslegung/Konzeption

Dieses Unterkapitel konzentriert sich auf die *konzipierten* technischen (Leistungs-)Daten im Gegensatz zu den betrieblichen (Leistungs-)Daten, angeführt im nächsten Unterkapitel.

Kriterienkatalog: Windenergieanlage		
1	Elektrische Nennleistung / Dauerleistung / Engpassleistung / Elektrischer Nenn- Leistungsbereich [kW _{el} , MW _{el}]	5 kW _{el} – 3 MW _{el}

3	Spezifische Leistungsdichte [W/m ²], [mW/cm ²], [kW/m ²]	0,13 kW/m ²
5	Wärmeauskopplungsfähig (Ja, Nein)	Nein
	Ausführung als BHKW (Möglich, Nicht möglich)	Nicht möglich
7	Konzipierte max. Ausnutzungsdauer / Jahresvolllaststunden / Volllaststundenzahl [h/a]	2.000 h
9	Start- und Abschalt-Windgeschwindigkeit [m/s]	~ 3 – 28 m/s
10	Konzipierter elektrischer (Anlagen-) Wirkungsgrad (bei Volllast im Jahresdurchschnitt) [in % oder Dezimalen]	20 – 40 %
11	Konzipierter Gesamtwirkungsgrad / Anlagenwirkungsgrad / Brennstoffausnutzungsgrad (bei Volllast im Jahresdurchschnitt) [in % oder Dezimalen]	20 – 40 %
14	Leistungsregelung	Erfolgt über Blattwinkelregelung (pitch) oder Strömungsabriss (stall)
15	Anlaufzeit [min], [h]	Sehr kurz (im Sekundenbereich)
16	Lebensdauer der Anlage [h], [a]	20 – 25 Jahre
17	Wartungsintervalle [h]	Alle 6 Monate

18	Energierückflusszeit (energetische Amortisation) [a]	3 – 8 Monate
19	Erntefaktor	30 - 80

Betriebliche (Leistungs-)Daten

Gefragt sind reale Leistungsdaten

Kriterienkatalog: Windenergieanlage		
12	(Zeit-)Verfügbarkeit (Availability) [%]	> 97 %

Einspeisecharakteristik

Kriterienkatalog: Windenergieanlage		
1	Form des Netzanschlusses (Betriebsführung):	
	Notstrom bzw. Ersatzstromerzeugung (Anlaufzeit < 1 min)	Nicht möglich
	Schwarzstart (ohne anliegende Spannung)	Möglich (nur bei selbsterregten Synchrongenerator möglich)
	Inselbetrieb	Möglich
2	Um-/Wechselrichter	Ja (bei Gleichstromzwischenkreis) / Nein (bei polumschaltbaren Generatoren)
3	Stromerzeugungstechnologie (Generatorart)	Asynchrongeneratoren oder Synchrongeneratoren mit od. ohne Wechselrichter
4	Verschiebungsfaktor cos φ	0,975 (induktiv) - 0,975 (kapazitiv) wird in der Praxis gefordert – kleinere Verschiebungsfaktoren sind möglich.

5	Anschlussspannung [V], [kV]	400 – 1.000 V (Generatorklemme)
----------	---------------------------------------	---------------------------------

Teil 3: Ökologische Dimension

Ökologische Daten

Kriterienkatalog: Windenergieanlage		
1	Luftschadstoff- und Treibhausgasemissionen: CO₂ CH₄ SO₂ NO_x PM10 TSP [t/a], [mg/Nm ³], [kg/MWh]	Keine Emissionen während des Betriebes
2	Abfälle und Reststoffe: Wiederverwendung / Wiederverwertung / Entsorgungsweg Asche und Schlacke Gärungsrückstände Andere [t/a]	Im Betrieb keine Abfälle und Reststoffe

Teil 4: Markt/Ökonomische Dimension

Kriterienkatalog: Windenergieanlage		
1	Spezifische Investitionskosten (gesamt) [€/kW _{el}]	900 – 1.200 €/kW _{el}

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

2	Spezifische Stromgestehungskosten [€cent/kWh _{el}]	~ 7 - 10 €cent/kWh _{el}
3	Spezifische Betriebs- und Wartungskosten [€cent/kWh _{el}]	1,2 - 2,4 €cent/kWh _{el}
4	Einspeisetarif [€cent/kWh _{el}]	7,8 €cent/kWh _{el}

Literaturverweise für Kriterienkatalog Windenergie: [74], [75], [76]

4.5 Regenerativ-befeuerte KWK-Prozesse

Dezentrale Kraft-Wärme-Kopplungstechnologien für (feste) Biomasse

Ausgehend von den energetischen Rahmenbedingungen Österreichs, besteht ein großes Potential für dezentrale KWK-Anlagen auf Basis des reichlich vorhandenen heimischen Energieträgers Biomasse. Die derzeit bestehenden Biomasse-Heizwerke in Österreich dienen dennoch fast gänzlich der Prozeß- oder Fernwärmeproduktion.

Bei der reinen Wärmeproduktion wird die thermische Energie auf hohem Temperaturniveau nicht genutzt. Dieser Hochtemperaturanteil der Wärme sollte aber aus thermodynamischer Sicht zur Produktion der exergetisch hochwertigen Energieform Strom genutzt werden. Damit könnte die Wirtschaftlichkeit von Biomasseanlagen durch Erhöhung des Gesamtwirkungsgrades und durch höhere Einnahmen aus dem Verkauf der produzierten Energie bzw. durch höhere Einsparungen aus der Energiesubstitution gegenüber der reinen Wärmeproduktion verbessert werden.

Dem stehen die derzeit in Österreich gültigen Einspeisetarife für Strom aus erneuerbaren Energieträgern kontraproduktiv entgegen, die zum Teil unter dem Wärmepreis liegen.

Weitere Aspekte, die dem verstärkten Vordringen der Biomasse-KWK hindernd gegenüberstehen, sind die derzeit eher niedrigen elektrischen Anlagenwirkungsgrade im kleinen Leistungsbereich und die steigenden spezifischen Investitionskosten mit abnehmender Anlagengröße („economy of scale“). Für die Wirtschaftlichkeit kleiner Anlagen mit einer Feuerungs-nennleistung von bis zu 10 MW_{th} sind die Robustheit, Betriebssicherheit und Automatisierbarkeit der Stromerzeugungstechnologien von entscheidender Bedeutung, um die Personal-, Stillstands- und Instandhaltungskosten minimieren zu können.

Die prinzipiellen Möglichkeiten der energetischen Biomassenutzung sind in Abbildung 4-53 dargestellt. Im Rahmen dieser Arbeit wurden mit Ausnahme der Linie „Anaerobe Vergasung, Veredelung, Verflüssigung“ sowie der reinen Wärmeproduktion sämtliche Prozesse untersucht.

Im Vergleich zu Biomasse-Vergasungstechnologien sind Biomasse-KWK-Technologien auf Verbrennungsbasis deutlich weiter entwickelt, wirtschaftlicher und daher auch für den Markt derzeit wesentlich interessanter. [16]

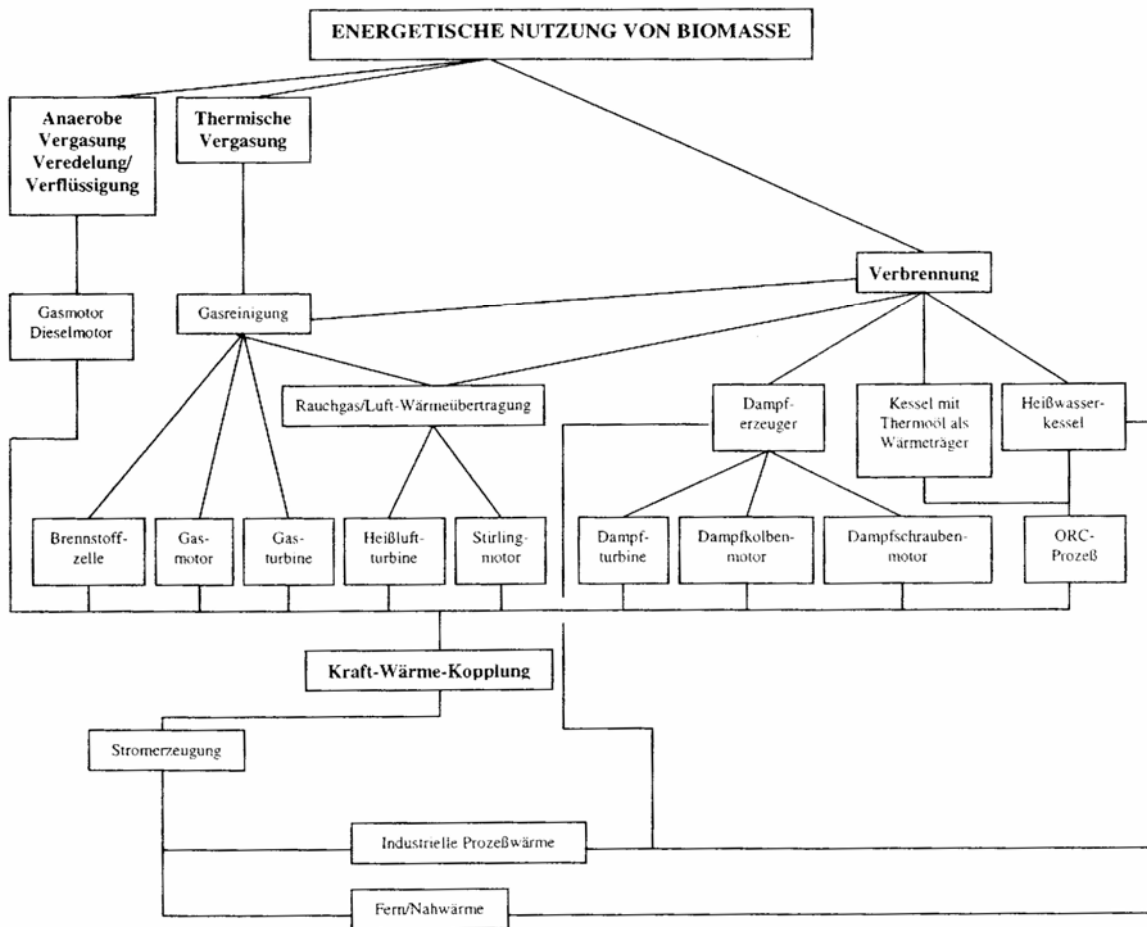


Abbildung 4-53: Energetische Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse [16]

Drei Technologien haben bereits Marktreife erlangt. Es sind dies der Dampfturbinenprozess, der Dampfkolbenmotorprozess und der ORC-Prozess. Zwei innovative Technologien befinden sich in einem fortgeschrittenen Entwicklungsstadium (kurz vor der Demonstrationsphase) und könnten somit kurzfristig Marktreife erlangen. Diese Technologien sind der Schraubenmotorprozess und der Stirlingmotorprozess, welche für Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen im kleinen und mittleren Anlagenbereich (Kesselnennleistungen $< 10 \text{ MW}_{\text{th}}$, elektrische Nennleistungen $< 1,0 \text{ MW}$) von großem Interesse erscheinen.

Zwei weitere innovative Technologien sind der direkte und indirekte Gasturbinenprozess (inverser Gasturbinenprozess und Heißluftturbinenprozess), welche sich aber erst in frühen Entwicklungsstadien befinden.

In den nachfolgenden Abschnitten werden die betrachteten KWK-Technologien etwas genauer erläutert und beschrieben.

Ziel dieser Arbeit ist es, einen umfassenden Überblick über die einzelnen Technologien zur dezentralen Biomasse-KWK zu geben. [16]

4.5.1 Geothermie

Verweis: Alle in diesem Abschnitt gemachten Angaben beziehen sich auf Quelle [72]

Stromerzeugung aus Erdwärme

Unter den erneuerbaren Energien nimmt die Geothermie wegen ihrer Eigenschaften eine besondere Stellung ein:

Sie steht unabhängig von Witterung sowie Tag- und Nachtzeiten immer bedarfsgerecht zur Verfügung. Geothermische Energie ist Grundlastenergie, Neben der direkten Nutzung des Wärmeinhaltes von Thermalwasser in Heizzentralen und Thermalbädern kann die Wärmeenergie des Thermalwassers auch in elektrischen Strom umgewandelt werden. Die "Verstromung" ist mit Hilfe des ORC-Verfahrens möglich, da die Thermalwasservorkommen in Österreich für eine direkte Verstromung in Dampfturbinen (wie z.B. Island, Italien) ein zu geringes Temperaturniveau aufweisen.

Geothermische Kraftwerke

Um die Wärme aus der Erde in elektrische Energie zu wandeln, stehen verschiedene Prozesse und Anlagen zur Verfügung. Alle beinhalten eine Turbine, in der das Arbeitsmedium entspannt und dabei über eine Welle einen Generator antreibt. Der klassische Dampfkraftprozess (Clausius-Rankine-Prozess) und der offene Gasturbinenprozess bildeten die Basis für diese Prozesse. Das aus der Bohrung geförderte Fluid (Thermalwasser, Dampf oder eine Mischung aus beidem) dient entweder direkt als Arbeitsmedium oder es überträgt die Wärme in einem Wärmetauscher an ein Sekundärfluid. Neben Reservoirtemperatur, Dampfgehalt und Druck legen der Gehalt an nicht kondensierbaren Gasen, die Mineralisation und nicht zuletzt die Ergiebigkeit eines Geothermievorkommens fest, welche Arten von Kraftwerken zur Stromerzeugung im jeweiligen Fall infrage kommen:

- Anlagen zur direkten Nutzung des Fluides werden ab Reservoirtemperaturen von 150 °C eingesetzt. Alle diese Prozesse profitieren von möglichst geringen Anteilen an nicht kondensierbaren Gasen und geringer Mineralisation.
- Binäranlagen (Definition siehe nächster Absatz) werden ab Reservoirtemperaturen von 80 °C verwendet, höhere Temperaturen sind möglich und verbessern den Wirkungsgrad erheblich. Durch Wahl eines geeigneten Arbeitsmittels kann das jeweilige Temperaturniveau bestmöglich genutzt werden. Die für Geothermieanlagen typischen verfahrenstechnischen Fragestellungen beschränken sich auf den Thermalwasserkreis. Daher werden Binäranlagen auch gerne bei Lagerstätten, die prinzipiell aufgrund des Dampfgehaltes und der Temperatur zur direkten Nutzung geeignet wären, aber hohe Mineralisation oder hohe Anteile an nicht kondensierbaren Gasen aufweisen, eingesetzt. Dabei nutzen sie entweder das gesamte Enthalpiegefälle oder arbeiten als zweite Stufe hinter einer Gegendruckturbine.

Binäranlagen

Binäranlagen sind Systeme zur Stromerzeugung, die nicht direkt den Wasserdampf aus dem Reservoir zum Antreiben der Turbine nutzen, sondern ein Sekundärfluid. Die Wärme aus der Erde wird über einen oder mehrere Wärmetauscher an dieses Fluid übertragen. Als Arbeitsmittel werden bei geringen Temperaturen siedende Stoffe oder Gemische eingesetzt, die je nach der vorhandenen Temperatur ausgewählt werden. Solche Systeme kommen dann zum Einsatz, wenn

- durch das Geothermievorkommen keine ausreichende Temperatur oder kein ausreichender Druck zur Verfügung steht, um aus dem Fluid Dampf zu erzeugen
- das Thermalfluid so hohe Mengen an nicht kondensierbaren Gasen enthält, dass Auslegung und Betrieb der Turbine komplexe technische Lösungen erfordern, die aufwändiger als die Nutzung eines Sekundärfluides sind
- das Thermalfluid sehr aggressiv ist, d.h. starke Mineralisation oder hoher Gehalt an Schwefelwasserstoff vorliegen, oder wenn
- nach einer Gegendruckturbine, die zunächst direkt den Dampf nutzt, noch ein ausreichend hohes Enthalpiegefälle vorhanden ist.

Zur Zeit stehen mit dem klassischen Rankine-Prozess mit organischem Arbeitsmittel und dem Kalina-Kreislauf zwei Prozesse zur Verfügung, die thermodynamisch sinnvoll ab Reservoirtemperaturen von 80 ° C eingesetzt werden können.

Rankine-Kreislauf (ORC)

Der **Rankine-Kreislauf** mit organischem Arbeitsmittel (Organic Rankine Cycle, ORC) gleicht, betrachtet man die einzelnen Komponenten, dem klassischen Rankine-Kreislauf:

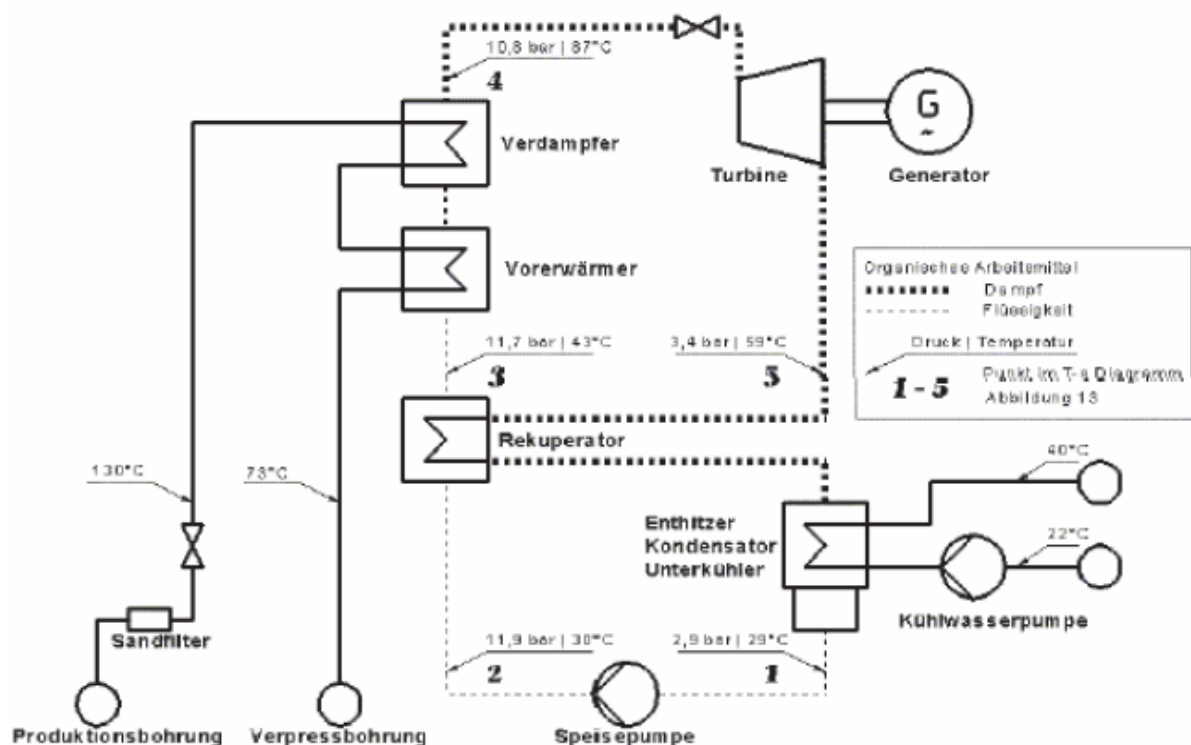


Abbildung 4-54: ORC-Anlage mit Sekundärfluid [72]

Das Arbeitsmedium wird vorerwärmt, verdampft, überhitzt und dann in der Turbine entspannt. Anschließend kondensiert es und die Speisepumpe erhöht wieder den Druck. Der wesentliche Unterschied liegt in den Prozessparametern Druck und Temperatur. Beide liegen weit unter den Werten, wie sie in Dampfkraftwerken herrschen. Die Bedingungen für die verwendeten Arbeitsstoffe sind durch die Temperatur der zur Verfügung stehenden Wärmequelle bestimmt. Das Arbeitsmittel soll bei vergleichsweise niedrigen Temperaturen verdampfen, ungiftig sein und keine klimaschädigende Wirkung haben. Zur Zeit werden kurzkettige Kohlenwasserstoffe (z.B. Pentan) und sogenannten azeotrope Gemische (Ammoniak/Wasser in entsprechender Zusammensetzung) eingesetzt. Das Arbeitsmittel wird so gewählt, dass seine thermodynamischen Eigenschaften optimal zur vorhandenen Wärmequelle passen. ORC-Anlagen mit typisch 0,5 bis 1,5 MW Leistung werden weltweit seit über 15 Jahren sicher und zuverlässig betrieben.

[Unterscheidungsmerkmale siehe auch Kriterienkatalog Kapitel 4.3.7 ORC-Prozess \(mit Biomasse\)](#)

4.5.2 Dampfturbinen-Prozess

Verweis: Alle in diesem Abschnitt gemachten Angaben beziehen sich auf Quelle [16]

Der Dampfturbinenprozess ist der am weitesten verbreitete Stromerzeugungsprozess in Wärmekraftwerken zur heutigen Zeit. Die meisten Anlagen werden jedoch in Großkraftwerken und großen Industriebetrieben eingesetzt, was zu einem sehr hohen Entwicklungsstand der Turbinen für diesen Anwendungsbereich geführt hat. Im kleinen Leistungsbereich wurden Dampfturbinen vorwiegend zum Direktantrieb von Maschinen und Pumpen eingesetzt und nicht so sehr zur Stromerzeugung. Erst in letzter Zeit laufen auch Bestrebungen, spezielle Turbinensysteme zur Stromerzeugung im kleinen Leistungsbereich zu entwickeln.

Prinzipielle Beschreibung der Technologie

Anhand der Abbildung 4-55 soll der Dampfturbinenprozess beschrieben werden. Die im folgenden angegebenen Nummern beziehen sich auf die thermodynamischen Eckpunkte des Prozesses, wie sie in Abbildung 4-56 dargestellt sind.

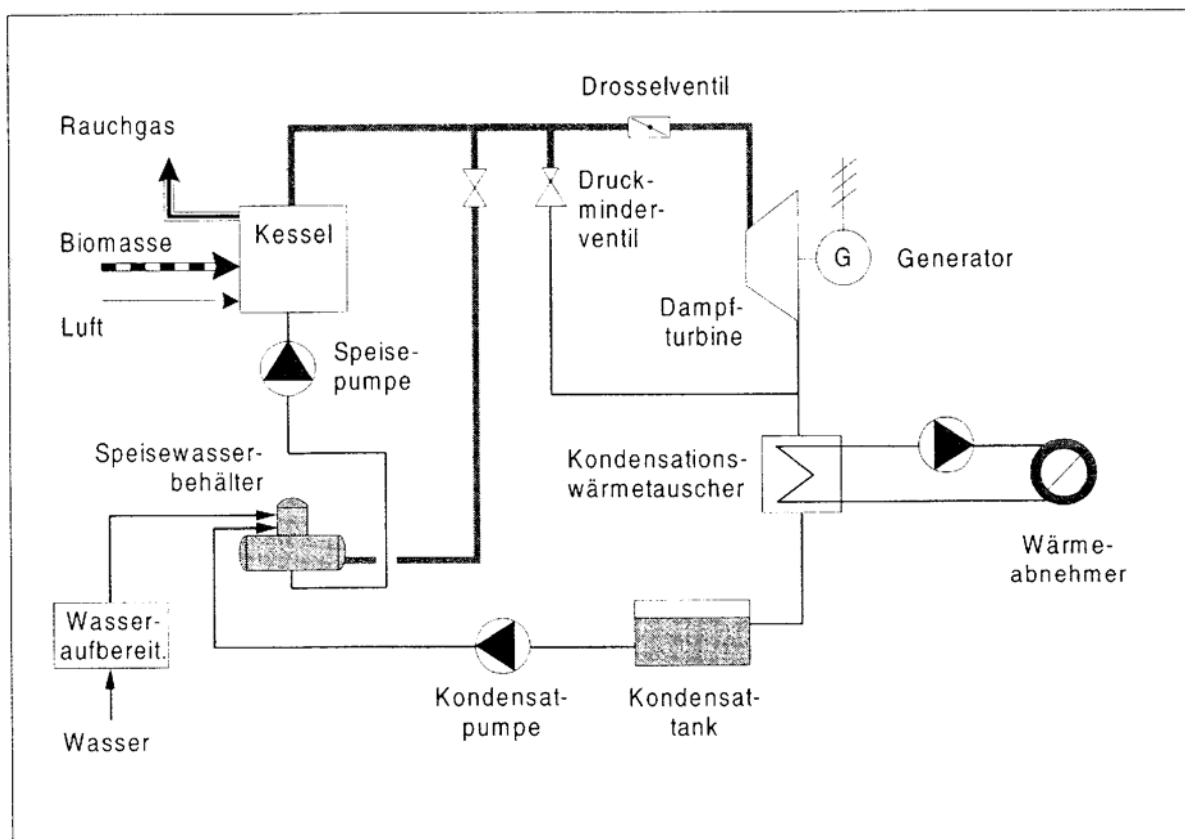


Abbildung 4-55: Schematische Darstellung eines einstufigen Dampfturbinenprozesses [16]

In der Feuerung wird Biomasse verbrannt. Die aus dem Feuerraum austretenden Rauchgase erzeugen im Dampfkessel Sattdampf, der anschließend in einem Überhitzer weiter erhitzt werden kann (3). Das Rauchgas wird in einen Economiser und eine Rauchgas-Reinigungseinrichtung geführt und gelangt schließlich zum Kamin, von wo aus es in die Umgebung entweicht.

Der Dampf gelangt über Leitungen zur Gegendruck-Dampfturbine, in der er entspannt wird. Die Turbine treibt einen Generator an, der elektrische Energie erzeugt. Der entspannte Dampf (4) durchströmt den Kondensator, in dem Wärme für das Fern- oder Prozesswärmenetz ausgekoppelt wird und kondensiert dadurch. Das Kondensat sammelt sich im Kondensattank. Danach wird das Wasser von der Kondensatpumpe in den Speisewasserbehälter befördert. Von dort wird das Kesselspeisewasser mittels Pumpe auf Betriebsdruck gebracht und über den Economiser wieder dem Kessel zugeführt, wodurch sich der Kreislauf schließt (1).

Ein kleiner Dampfanteil ist zur thermischen Entgasung im Speisewasserbehälter erforderlich und wird bei einstufigen Kleinturbinenanlagen vom Frischdampfstrom abgezweigt (bei mehrstufigen Turbinenanlagen wäre auch eine Entnahme zwischen den Stufen möglich). Fehlendes Wasser im Kreislauf (aufgrund von Leck-, Verdampfungs-, Abschlamm- und Absalzverlusten) wird nachdosiert, entsprechend aufbereitet und dann dem Speisewasserbehälter zugeführt.

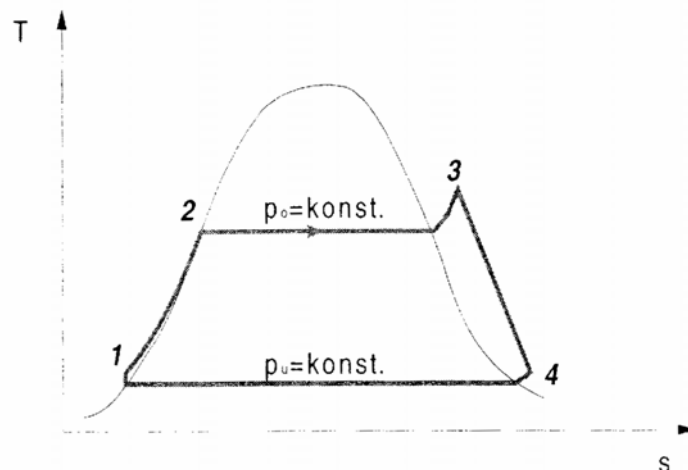


Abbildung 4-56: Thermodynamische Darstellung des Dampfturbinenprozesses im T-s-Diagramm [16]

Biomasse-KWK-Anlagen mit Dampfturbinenprozessen unterscheiden sich von herkömmlichen Kraftwerken mit Dampfturbinenprozessen in folgenden Punkten:

- Anlagengröße und -komplexität: Biomasse-KWK-Anlagen erreichen geringere Anlagengrößen, geringere Frischdampfparameter (Druck, Temperatur) und in der Regel eine geringere Anlagenkomplexität bezüglich der Anzahl der Turbinenstufen, Dampfentnahmen und Speisewasservorwärmungen und der damit verbundenen Maßnahmen.
- Teillastzustände: bei wärmegeführtem Betrieb muss die Turbine mit geringeren Dampfströmen als bei Nennlast arbeiten, was den Turbinenwirkungsgrad beeinflusst, worauf in diesem Abschnitt noch genauer eingegangen wird.

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

[Unterscheidungsmerkmale siehe auch Kriterienkatalog Kapitel 4.3.2 Dampfturbinen-Prozess](#)

4.5.3 Gasturbinen-Prozess

Verweis: Alle in diesem Abschnitt gemachten Angaben beziehen sich auf Quelle [16]

Wirbelschichtvergasung mit Gasmotor bzw. Gasturbine

Bei der Wirbelschichtvergasung mit nachgeschaltetem Gasmotor bzw. Gasturbine handelt es sich um einen Prozess, der aufgrund der Charakteristiken der Wirbelschicht nur für größere Anlagenleistungen in Frage kommt. Man befindet sich dadurch in einem Bereich, in dem Gasturbinen im Vergleich zu Gasmotoren bereits konkurrenzfähig sein können. Dies ist ab elektrischen Nennleistungen größer 1 MW_{el} in der Regel der Fall. Welches Kraftaggregat im Einzelfall verwendet wird, ist in einer Wirtschaftlichkeitsrechnung zu bestimmen, wobei davon auch das Gesamtkonzept der Vergasungsanlage abhängt. Hier soll ein in Österreich entwickeltes Anlagenkonzept einer intern zirkulierenden Wirbelschichtvergasung behandelt werden, welches auch für dezentrale Anlagen ab Leistungen von etwa 1 MW_{el} einsetzbar sein soll.

Prinzipielle Beschreibung der Technologie

Anhand der Abbildung 4-57 soll die Wirbelschichtvergasung mit nachgeschalteter Gasturbine beschrieben werden. Die im folgenden angegebenen Buchstaben (a-e) beziehen sich auf die thermodynamischen Eckpunkte des Prozesses, wie sie in Abbildung 4-58 dargestellt sind.

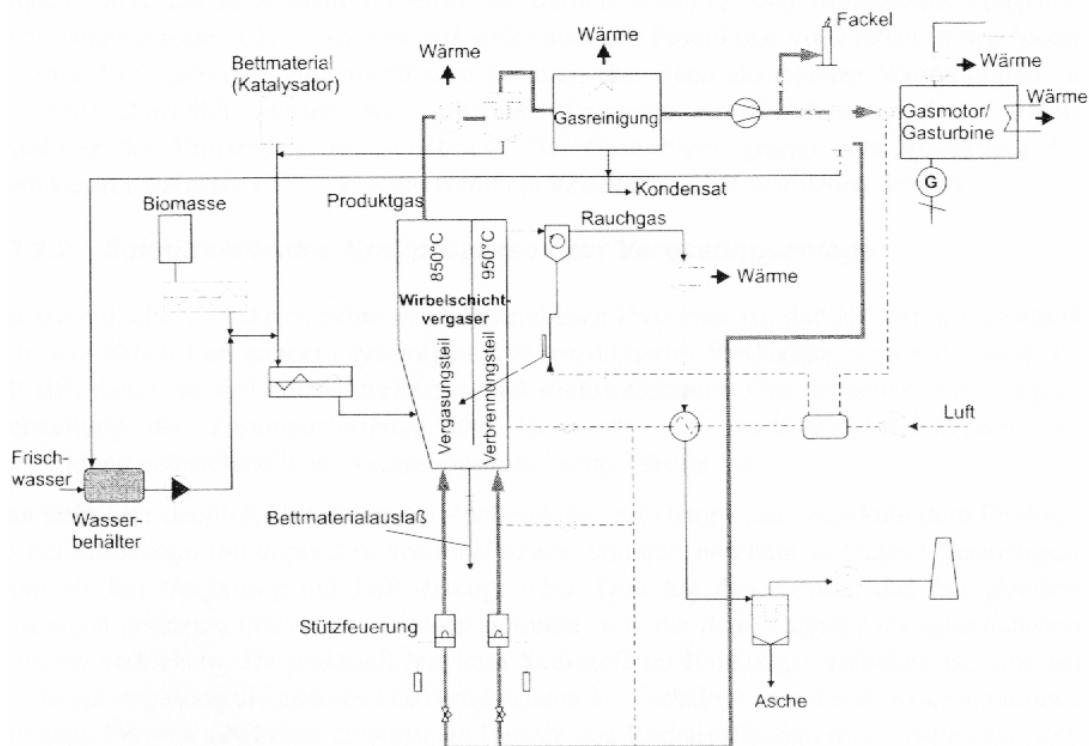


Abbildung 4-57: Schematische Darstellung einer intern zirkulierenden Wirbelschichtvergasung mit nachgeschalteter Gasmotor bzw. Gasturbine [16]

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

Das Vergasungssystem besteht aus zwei Hauptkomponenten, dem Vergaserteil (als stationäre Wirbelschicht ausgeführt) und dem Verbrennungsteil (als zirkulierende Wirbelschicht ausgeführt). Die beiden Kammern sind voneinander gasdicht getrennt. Das Bettmaterial (in der Regel Quarzsand und katalytisches Material) zirkuliert vom Vergaserteil über einen Kanal, der am unteren Ende die beiden Kammern miteinander verbindet, zum Düsenboden der Brennkammer. Dort wird so stark fluidisiert, dass das Bettmaterial in der Brennkammer verwirbelt und mit dem Rauchgas ausgetragen wird. Ein Heißzyklon trennt das Bettmaterial vom Rauchgas. Dieses durchläuft eine Wärmerückgewinnungs- und Rauchgasreinigungsanlage und gelangt schließlich zum Kamin.

Das im Heißzyklon abgeschiedene Bettmaterial zirkuliert über einen Siphon in den Vergaserteil des Systems. Die Fluidisierung des Vergaserteils und des Verbindungskanals erfolgt mit gereinigtem, rezirkuliertem und vorgewärmtem Produktgas. Es handelt sich somit bei diesem Vergasungsverfahren um ein allothermes (Fremderwärmung) und nicht um ein autothermes (Teilverbrennung) Verfahren. Die Biomasse kann entweder über eine Zellradschleuse im Siphon oder mittels Stopfschnecke (gemeinsam mit dem aufgrund von Verlusten nachzufüllenden Bettmaterial) direkt in das stationäre Wirbelbett des Vergaserteils eingebracht werden. Der in der Brennkammer aufgeheizte Sand liefert die Wärmeenergie, die für die endothermen Pyrolysereaktionen im Vergaserteil notwendig ist. Die nicht vergasten Anteile der Biomasse (vorwiegend Holzkoks) wandern mit dem Bettmaterial über den Verbindungskanal in die Brennkammer. Die Brennkammer selbst wird mit vorgewärmter Luft fluidisiert, so dass der Koks vollständig ausbrennen kann. Dabei wird das Bettmaterial wieder aufgeheizt um dem Vergaserteil die notwendige Energie zu liefern. Bei Brennstoffwassergehalten von ca. 35% der FS wird etwa 20% der zugeführten Biomasse verbrannt, der Rest wird vergast. Das angewandte Vergasungsverfahren stellt somit eine Abwandlung des Batelle/Ferco-Verfahrens dar, mit dem Unterschied, dass nicht zwei Wirbelschichtsysteme erforderlich sind, sondern Vergasungs- und Verbrennungsreaktor in einer Anlage zusammengefasst wurden.

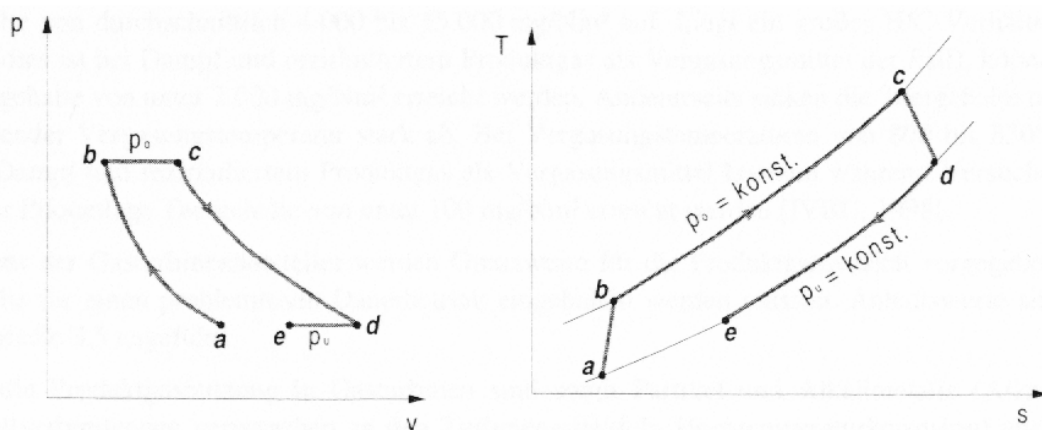


Abbildung 4-58: Thermodynamische Darstellung des Gasturbinenprozesses im p-v-Diagramm und im T-s-Diagramm [16]

Im Vergaserteil soll eine Temperatur von etwa 800°C erreicht werden um die höhersiedenden Teerprodukte zu cracken. In der Brennkammer liegen die Temperaturen

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

etwa 50 bis 100°C höher. Bei Verwendung feuchter Biomasse muss ein Teil des Produktgases der Brennkammer zur Unterstützung der Feuerung zugeführt werden, um die notwendigen Temperaturen aufrecht erhalten zu können.

Das erzeugte Produktgas wird nach dem Vergaserteil abgekühlt und dann einer Gasreinigung zugeführt, um die geforderte Gasqualität für das Kraftaggregat zu erreichen.

Bei Verwendung einer *Gasturbine* für die Stromerzeugung muss Außenluft vom Zustand (a) auf Zustand (b) verdichtet werden. Das Produktgas, welches ebenfalls auf diesen Druck komprimiert werden muss, verbrennt mit der Luft in der Gasturbinenbrennkammer, wodurch bei etwa konstantem Druck Wärmeenergie zugeführt wird (c). Das heiße Rauchgas tritt in die Gasturbine ein, entspannt auf den Austrittszustand (d) und gibt dabei die Energie an die Turbine ab. Der Luftverdichter könnte dabei auf der gleichen Welle wie die Gasturbine montiert sein und direkt von dieser die benötigte Leistung abnehmen. Die Nutzenergie wird in der Regel über ein Getriebe an den Generator übertragen und in elektrischen Strom umgewandelt, der nach erfolgter Synchronisierung an das Versorgungsnetz abgegeben wird. Das entspannte Abgas gibt in einem nachgeschalteten Wärmetauscher Nutzwärme an das Fern- bzw.- Prozesswärmenetz ab und entweicht mit dem Zustand (e) durch den Kamin in die Atmosphäre. Weitere Möglichkeiten wären, das Turbinenabgas zur Brennstofftrocknung zu verwenden bzw. in einem nachgeschalteten Dampfprozess zu nutzen.

Es sei an dieser Stelle auch auf die Problematik bei der Verwendung von low-BTU-Gasen im Gasturbinenbetrieb hingewiesen, zu dessen Verbrennung der Massenstrom des Produktgases höher sein muss als bei Erdgas. Dies hat verschiedene Auswirkungen auf die Gasturbine, so ist mit erhöhter Turbinenleistung und Temperatur in der Turbinensektion zu rechnen. Es muss daher sichergestellt werden dass die Anlagenteile diesen erhöhten Anforderungen entsprechen.

Wird anstatt der Gasturbine ein *Gasmotor* verwendet, muss das Produktgas und die Verbrennungsluft normalerweise nicht vorverdichtet werden, wodurch sich Anlagenteile einsparen ließen. Andererseits sollte aber das Produktgas vor Eintritt in den Motor auf etwa 40°C (um eine gute spezifische Leistung und einen akzeptablen Wirkungsgrad zu erreichen) abgekühlt werden, was wiederum Probleme mit Kondensaten durch Unterschreitung des Taupunktes mit sich bringt. Bei Gasturbinen genügt eine Abkühlung des Produktgases auf etwa 150°C, es kann somit ein Kondensatanfall vermieden werden.

[Unterscheidungsmerkmale siehe auch Kriterienkatalog Kapitel 4.3.3 Gasturbinen-Prozess](#)

4.5.4 Gasmotoren-Prozess

Verweis: Alle in diesem Abschnitt gemachten Angaben beziehen sich auf Quelle [16]

Festbettvergasung mit Gasmotor

Der Prozess der Festbettvergasung mit nachgeschaltetem Gasmotor zielt speziell auf das Gebiet der dezentralen Verwendung von Biomasse-KWK-Anlagen ab. In Europa gibt es eine Vielzahl von Institutionen und Firmen, die sich mit dieser Technologie beschäftigen. Im Vergleich zu Biomasse-KWK-Technologien auf Verbrennungsbasis sind höhere elektrische Wirkungsgrade möglich, dafür gestaltet sich jedoch die Regelung und Automatisierung des Vergasungsprozesses sowie die erforderliche Produktgasreinigung ungleich schwieriger. Dies ist auch der Hauptgrund, weshalb keine Biomasse-KWK-Technologie auf Vergasungsbasis bisher die Marktreife erlangt hat.

Prinzipielle Beschreibung der Technologie

Anhand der Abbildung 4-59 soll die Festbettvergasung mit nachgeschaltetem Gasmotor und Luft als Vergasungsmittel am Beispiel eines Doppelfeuervergasers beschrieben werden. Die im folgenden angegebenen Buchstaben (a-e) beziehen sich auf die thermodynamischen Eckpunkte des Prozesses, wie sie in Abbildung 4-60 dargestellt sind.

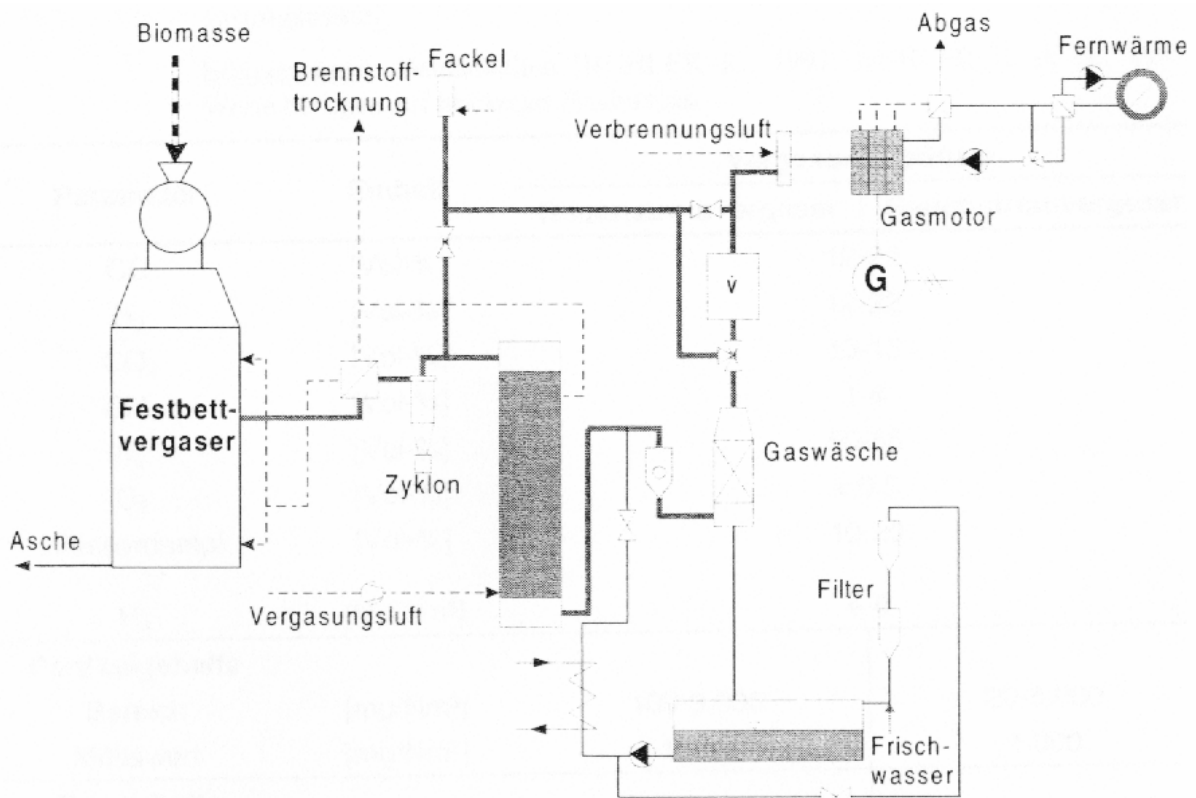


Abbildung 4-59: Schematische Darstellung einer Festbettvergasung (Doppelfeuervergaser) mit nachgeschaltetem Gasmotor [16]

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

Die Biomasse wird dem Vergaser von oben durch eine Schleuse zugeführt, um den Austritt von Gasen zu verhindern. Der Mantel des Vergasers ist in hochtemperaturbeständigem Stahl ausgeführt. Das Innere des Vergasers ist mit Keramikblöcken und gegossenen Keramikteilen ausgestattet, die der thermischen Isolation und der Brennstoff- bzw. Gasführung dienen.

Die Vergasungsluft wird von einem Ventilator angesaugt, im Wärmetauscher mit dem heißen Produktgas vorgewärmt und in die beiden Oxidationszonen des Doppelfeuervergasers eingeleitet. Ein Teil der vorgewärmten Luft könnte auch für eine eventuelle Brennstofftrocknung verwendet werden. Je nach Bauart des Festbettvergasers durchströmt das entstehende Produktgas die verschiedenen Zonen im Vergaser. Das aus dem Vergaser austretende Produktgas wird in einem Heißzyklon vorgereinigt, in einem nachgeschalteten Wärmetauscher durch die Vergasungsluftvorwärmung abgekühlt (es könnte auch Wasser des Wärmeverteilnetzes verwendet werden) und in der anschließenden Gasreinigung auf für den Motor erforderliche Gasqualität endgereinigt. Die bei der Vergasung anfallende Grob- und Flugasche kann normalerweise aufgrund des hohen Restkohlenstoffgehaltes nicht direkt auf Böden ausgebracht werden, sondern sollte einer Nachverbrennung zugeführt werden.

Das gereinigte Produktgas wird in der Gasregelstrecke mit der Verbrennungsluft gemischt und dem Gasmotor über die Einlassventile zugeführt (a). Es erfolgt eine Verdichtung (b) und Zündung, so dass die chemische Energie des Produktgases freigesetzt wird und der Druck im Zylinder ansteigt (c). Danach schließt sich die Expansion des Verbrennungsgases im Zylinder bis zum unteren Totpunkt des Kolbens (d) an. Das Gas wird nach Öffnen der Auslassventile vom Kolben ausgeschoben und eine frische Produktgas/Luftmischung wird angesaugt. Dieser Ladungswechsel ist im p-V-Diagramm mit einem „-“ gekennzeichnet, da hierfür Energie vom Motor aufgebracht werden muss. Das Motorabgas muss normalerweise nachgereinigt werden. Weiters erfolgt normalerweise eine Wärmenutzung der Motor- und Abgaswärme mittels Wärmetausch mit dem Wärmeverteilnetz.

Der Generator ist direkt (ohne Getriebe) an den Motor gekoppelt. Die elektrische Energie wird in das Netz eingespeist.

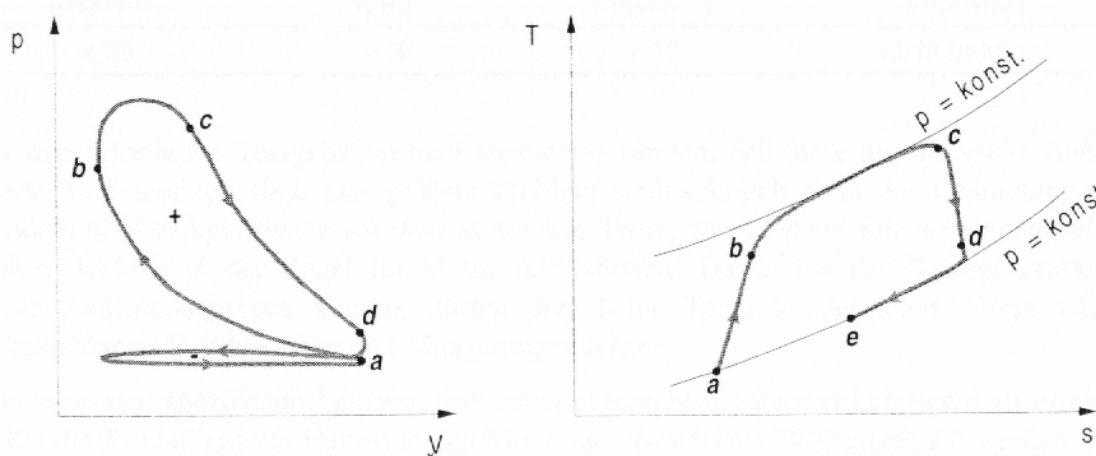


Abbildung 4-60: Thermodynamische Darstellung des Gasmotor-Prozesses im p-V-Diagramm und im T-s-Diagramm [16]

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

Als Motoren können Zündstrahl-Dieselmotoren, auf Fremdzündung (Zündkerzen) umgebaute Dieselmotoren oder bestehende Ottomotoren eingesetzt werden.

Am einfachsten ist der Betrieb mit Zündstrahl-Dieselmotoren. Dabei wird ein gewisser Anteil an Dieselkraftstoff in die Zylinder eingespritzt, wodurch der niedrige Heizwert des Produktgases etwas angehoben wird. Emissionsmessungen haben jedoch gezeigt, dass nicht der gesamte Dieselkraftstoff verbrennt, was unzulässige Emissionen zur Folge hat.

Mit Zündkerzen gezündete Motoren sind sehr empfindlich auf Schwankungen in der Gasqualität. Mit einem, dem Motor vorgeschalteten Gastank, können diese Gasschwankungen ausgeglichen werden. Damit das Zurückbrennen in den Tank vermieden wird, ist ein rückbrandsicheres System zur Vermischung des Produktgases mit der Verbrennungsluft erforderlich.

[Unterscheidungsmerkmale siehe auch Kriterienkatalog Kapitel 4.3.6 Diesel- und Gasmotoren-Prozess](#)

4.5.5 Dampfkolbenmotor-Prozess

Verweis: Alle in diesem Abschnitt gemachten Angaben beziehen sich auf Quelle [16]

Dampfmaschinen können Verdrängungsmaschinen oder Entspannungsmaschinen sein. Der Dampfkolbenmotor arbeitet nach dem Entspannungsprinzip, d.h. der unter Druck stehende Dampf drückt unmittelbar auf den Kolben und bewegt diesen dadurch.

Prinzipielle Beschreibung der Technologie

Anhand der Abbildung 4-61 soll der Dampfkolbenmotorprozess beschrieben werden. Die im folgenden angegebenen Nummern beziehen sich auf die thermodynamischen Eckpunkte des Prozesses, wie sie in Abbildung 4-62 dargestellt sind.

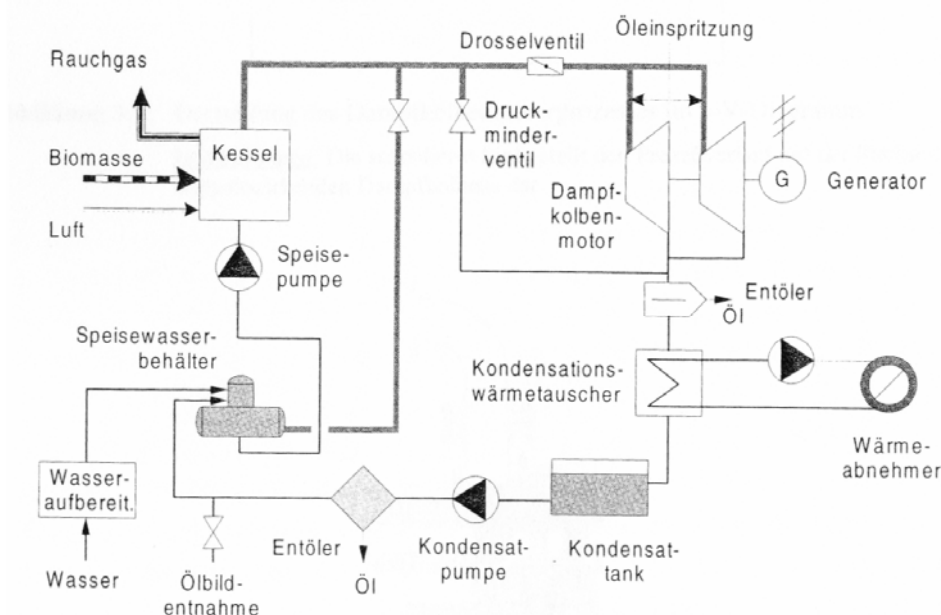


Abbildung 4-61: Schematische Darstellung einer Biomasse-KWK mit Dampfkolbenmotor [16]

In der Feuerung wird Biomasse verbrannt. Das aus der Feuerung austretende Rauchgas durchströmt einen Dampfkessel in dem Satttdampf (3) erzeugt wird. Anschließend kann, je nach Prozessvariante, noch eine Überhitzung des Dampfes erfolgen (4). Das Rauchgas wird in einen Economiser und eine Rauchgas-Reinigungseinrichtung geführt und gelangt schließlich zum Kamin, von wo aus es in die Umgebung entweicht.

Der Dampf strömt über ein Drosselventil in den Dampfkolbenmotor (unmittelbar davor wird zur Kühlung und Schmierung der Zylinderlaufflächen Öl in den Dampfstrom eingedüst). in dem er unter Entspannung (5 oder 5') mechanische Arbeit leistet, die im Generator elektrische Energie erzeugt. Aus dem entspannten Dampf wird in einem Entöler eine großer Teil des Öles wieder abgeschieden und aus dem Kreislauf ausgeschleust. Danach wird der vorgereinigte Abdampf in einen Kondensator geleitet und die abgeführte Wärme als Fern- oder Prozesswärme genutzt, wobei sich das Kondensat im Kondensattank sammelt. Das

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

Kondensat wird im Anschluss mittels der Kondensatpumpe durch einen Feinentöler geleitet, um Restöl aus dem Kondensat abzuscheiden. Das gereinigte Kondensat sammelt sich schließlich im Speisewasserbehälter, der auch durch die angeschlossene Wasseraufbereitung gespeist werden kann. Von dort wird das Kesselspeisewasser mittels Pumpe auf Betriebsdruck gebracht und über den Economiser wieder dem Kessel zugeführt, wodurch sich der Kreislauf schließt (1).

Ein kleiner Dampfanteil ist zur thermischen Entgasung im Speisewasserbehälter erforderlich und wird vom Frischdampfstrom abgezweigt (bei mehrstufigen Dampfkolbenmotoren kann Dampf auch zwischen den Stufen entnommen werden). Fehlendes Wasser (aufgrund von Leck-, Verdampfungs-, Abschlamm- und Absalzverlusten) wird nachdosiert, entsprechend aufbereitet (einfache Enthärtung oder Vollentsalzung) und dann dem Speisewasserbehälter zugeführt. Vor dem Speisewasserbehälter kann über ein Ventil Kondensat zur Ölbildentnahme abgezapft werden.

Wenn der Prozess mit Satttdampf betrieben wird, muss unmittelbar vor dem Motor ein Wasserabscheider (z.B. Zyklon) in der Frischdampfleitung eingebaut werden, um Wasserschläge im Motor zu vermeiden, welche zu frühzeitigen Maschinenschäden führen können.

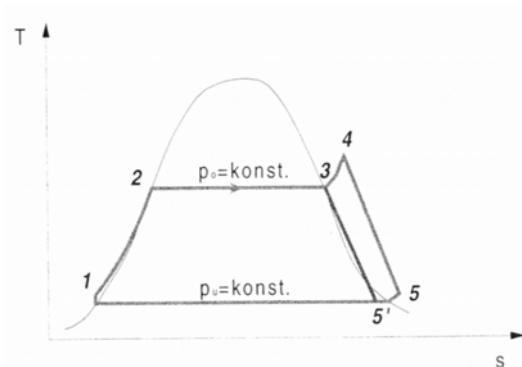


Abbildung 4-62: Thermodynamische Darstellung des Dampfkolbenmotorprozesses im T-s-Diagramm [16]

Ein Arbeitsvorgang im Dampfkolbenmotor wird nun anhand des P/V-Diagrammes in Abbildung 4-63 erklärt. Der Dampf strömt mit dem Frischdampfdruck in den Zylinder ein bis durch Regelkolben der Einlassvorgang beendet wird. Dieser Vorgang findet zwischen den Zuständen a und b statt. Der Dampf entspannt sich zwischen b und c. leistet Arbeit am Kolben, das Volumen vergrößert sich, der Druck baut sich ab. Zwischen den Zuständen c und d wird der Dampf aus dem Zylinderraum ausgeschoben. Der Regelkolben schließt den Auslass bei d. so dass es von d bis a zu einer Verdichtung des Restdampfes im Zylinder kommt, wodurch Druckstöße abgedämpft werden. Da der Kolben in der Regel beidseitig wechselweise beaufschlagt ist, findet der soeben beschriebene Vorgang zur gleichen Zeit auf der gegenüberliegenden Seite des Kolbens, allerdings um 180° phasenverschoben, statt. Dieser Ablauf im P/V-Diagramm ist strichliert dargestellt.

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

Der Dampf strömt in den oder die Regelzylinder des Motors ein. Dort wird, je nach Stellung des Regelkolbens, Dampf wechselweise in den oberen und unteren Hubraum des Arbeitszylinders eingelassen. Der Arbeitskolben wird also wechselweise doppelseitig beaufschlagt und überträgt so seine Energie über eine Pleuelstange auf die Arbeitswelle. Jeweils nach Entspannung des Dampfes wird dieser aus dem Hubraum zur Austrittsöffnung des Motors geleitet.

Über den Hub des Regelkolbens kann die in den Arbeitszylinder eintretende Dampfmenge und somit die Leistung des Dampfkolbenmotors geregelt werden. An der Reglerwelle wird über einen Exzenter mit Fliehkraftregler der Hub des Reglerkolbens eingestellt. Dabei wird ausgehend von einem elektrischen Signal der Fliehkraftregler hydraulisch verstellt. Die Reglerwelle kann bei Mehrzylindermotoren geteilt ausgeführt werden. Es besteht dadurch die Möglichkeit verschiedene Zylinder mit unterschiedlichen Dampfein- und Austrittszuständen zu betreiben.

[Unterscheidungsmerkmale siehe auch Kriterienkatalog Kapitel 4.3.7 Dampfkolben-motor-Prozess](#)

4.5.6 ORC-Prozess

Verweis: Alle in diesem Abschnitt gemachten Angaben beziehen sich auf Quelle [16]

Grundlage dieses Prozesses ist der auch bei den Dampfprozessen verwendete Rankine-Prozess. Sein Name, *Organic Rankine Cycle* (ORC) begründet sich aus der Verwendung eines organischen Arbeitsfluides anstelle von Wasser. Mit diesem Prozess ist es möglich, aus Wärmeenergie auf niedrigem Temperaturniveau elektrische Energie zu erzeugen. Durch die Wahl eines entsprechenden organischen Arbeitsmittels kann der elektrische Wirkungsgrad in Abhängigkeit der vorgegebenen Rahmenbedingungen auf der heißen und kalten Seite optimiert werden.

Prinzipielle Beschreibung der Technologie

Anhand der Abbildung 4-65 soll dieser Prozess beschrieben werden. Die im folgenden angegebenen Nummern beziehen sich auf die thermodynamischen Eckpunkte des Prozesses, wie sie in Abbildung 4-66 dargestellt sind.

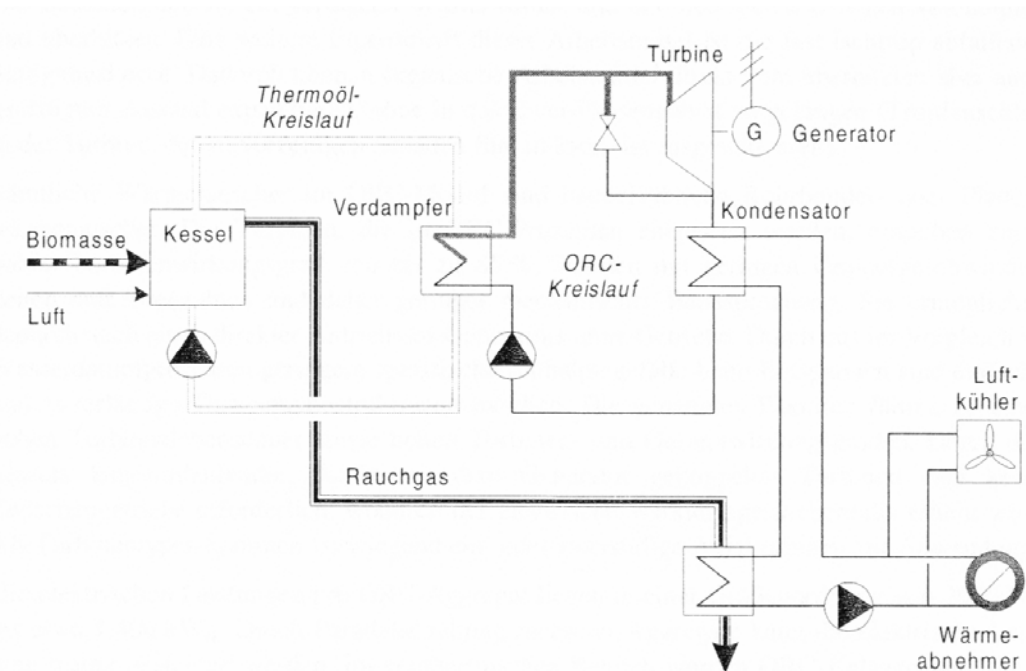


Abbildung 4-65: Schematische Darstellung einer Biomasse-KWK mit ORC-Prozess [16]

Im Feuerraum wird Biomasse verbrannt. Das aus der Feuerung austretende Rauchgas durchströmt einen Thermoölkessel, in dem Thermoöl erhitzt wird. Über einen Thermoölkreislauf wird dem Verdampfer des ORC-Prozesses Wärme zugeführt und das eingesetzte organische Arbeitsmedium verdampft (3). Der Dampf gelangt zur Turbine, in der er unter Entspannung (4) mechanische Arbeit leistet, die im Generator elektrische Energie erzeugt. Der entspannte Dampf wird in einen Kondensator geleitet, die abgeführte Wärme wird zur Vorwärmung des Fern- oder Prozesswärmenetzes genutzt. Über eine Pumpe wird das Kondensat wieder auf Betriebsdruck gebracht und dem Verdampfer zugeführt (1). Damit ist der ORC-Kreislauf geschlossen.

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

Das aus der Feuerung austretende Rauchgas durchströmt einen Economiser, in dem das aus dem ORC-Kreislauf vorgewärmte Fern- oder Prozesswärmewasser auf die notwendige Vorlaufstemperatur gebracht wird und gelangt dann nach Durchströmen einer Rauchgasreinigungsanlage in den Kamin.

Ein Luftkühler kann dem Fern- oder Prozesswärmenetz parallel geschaltet werden und so zur Notkühlung bei Ausfall des Fern- oder Prozesswärmenetzes dienen. Ebenso wird dadurch eine Stromerzeugung ohne Wärmeauskopplung ermöglicht.

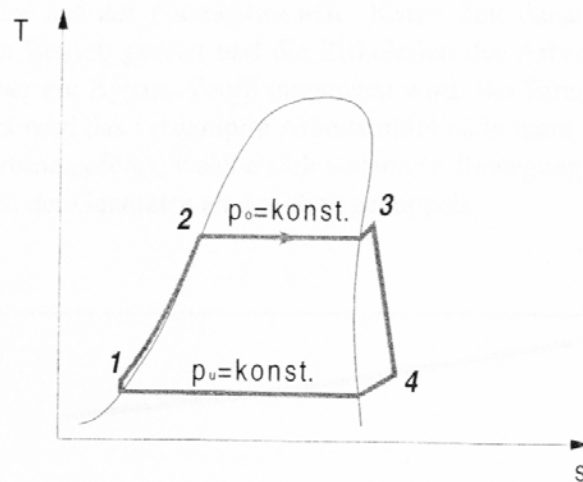


Abbildung 4-66: Thermodynamische Darstellung des ORC-Prozesses [16]

Zur Steigerung des elektrischen Wirkungsgrades des ORC-Prozesses können ein oder mehrere Rekuperatoren zur internen Wärmerückgewinnung eingebaut werden. Dabei erfolgt mittels Wärmetauscher ein Wärmeaustausch zwischen dem aus der Turbine austretenden Abdampf und dem Arbeitsmittelkondensat nach der Arbeitsmittelpumpe. Der Einsatz eines Rekuperators hat sich als energetisch wie wirtschaftlich sinnvoll erwiesen.

Dabei durchströmt das aus dem ORC-Kondensator austretende Kondensat einen Wärmetauscher, in dem es Enthalpie an das organische Arbeitsmedium abgibt, bevor dieses in den ORC-Verdampfer eintritt.

[Unterscheidungsmerkmale siehe auch Kriterienkatalog Kapitel 4.3.8 ORC-Prozess \(mit Biomasse\)](#)

4.5.7 Brennstoffzelle

Alternativ zu Erdgas bietet sich Biogas aus der anaeroben Fermentation bzw. aus der thermischen Konversion fester Biomasse sowie Klärgas oder Deponiegas als erneuerbarer Energieträger an. Die Entwicklung des Marktes für stationäre Brennstoffzellen ist zwar hauptsächlich von der Absicht Erdgas zu verwenden getrieben, dennoch stellt Biogas eine Ressource dar, die unter entsprechenden technologischen Voraussetzungen (Gasaufbereitung, Katalysatoren, etc.) vielversprechend erscheint.

Dazu muss die Biomasse zuerst in ein Gas umgewandelt, dieses anschließend gereinigt und aufbereitet werden. Dann kann dieses Gas in einer Brennstoffzelle zu elektrischer Energie umgewandelt werden. Der Vorteil dieses Verfahrens sind die sehr hohen erreichbaren Wirkungsgrade. Um das Gas in einer Brennstoffzelle zu nutzen, müssen Staub, höhere Kohlenwasserstoffe, Schwefelverbindungen und alkalische Komponenten aus dem Gas entfernt werden. Die Gasreinigung stellt derzeit noch immer das größte Problem dar, und ist auch der Grund, warum derzeit noch wenige Anlagen in Betrieb sind.

Aufgrund des frühen Entwicklungsstandes dieser Technologie wird auf eine nähere Beschreibung in dieser Arbeit verzichtet.

[Unterscheidungsmerkmale siehe auch Kriterienkatalog Kapitel 4.3.9 Brennstoffzelle](#)

4.5.8 Stirlingmotor-Prozess

Verweis: Alle in diesem Abschnitt gemachten Angaben beziehen sich auf Quelle [16]

Der Stirlingmotor fällt in die Gruppe der Heißgas- oder Expansionsmotoren, bei denen die Kolbenbewegungen nicht durch Expansion von Verbrennungsgasen einer inneren Verbrennung erfolgen, sondern durch die Expansion einer konstanten Menge eines eingeschlossenen Gases aufgrund von Energiezufuhr aus einem externen Verbrennungsprozess. Dadurch ist die Krafterzeugung gänzlich von der Feuerung entkoppelt, die prinzipiell mit beliebigen Brennstoffen arbeiten kann und unabhängig vom Kraftprozess emissionstechnisch optimiert werden kann.

Prinzipielle Beschreibung der Technologie

Anhand der Abbildung 4-67 soll der Stirlingmotorprozess beschrieben werden. In der Feuerung wird Biomasse verbrannt, es entstehen heiße Rauchgase. Ein Teil des Energiegehaltes der Rauchgase wird vom Stirlingmotor über seinen Erhitzer-Wärmetauscher genutzt. Dieser kann sich dabei an einer Stelle direkt im heißen Feuerraum befinden oder in einem nachgeschalteten Rauchgaskanal eingebaut sein.

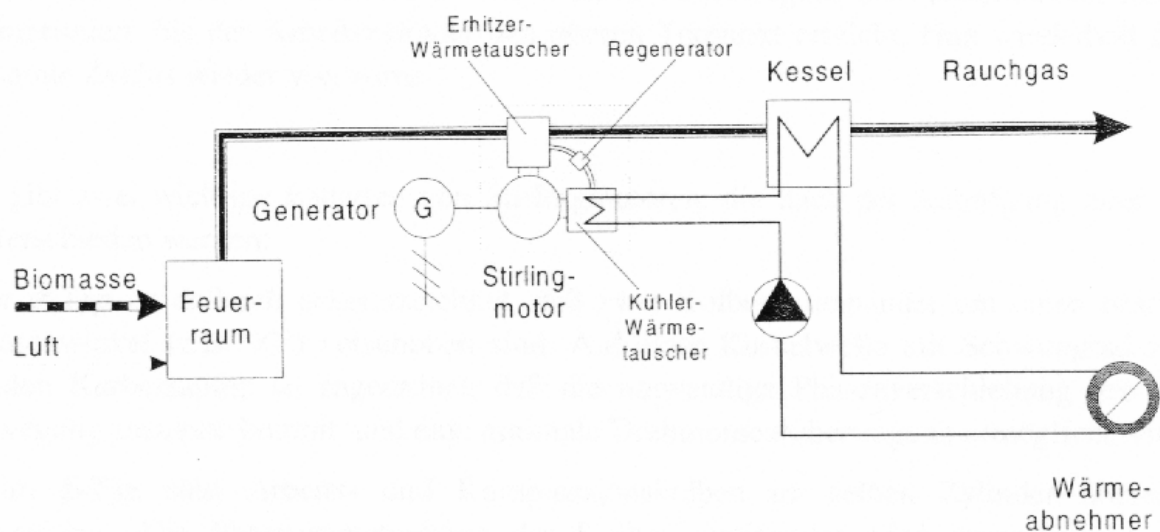


Abbildung 4-67: Schematische Darstellung des Stirlingmotorprozesses [16]

Wärme geht an das Arbeitsgas im Motor über, das Rauchgas kühlt sich ab. Die Restwärme des Rauchgases wird in einem nachgeschalteten Kessel an ein Prozess- oder Fernwärmenetz abgegeben. Über einen Bypass kann der Wärmetauscher des Stirlingmotors auch umgangen werden und das Rauchgas dem Kessel für die Fern- oder Prozeßwärmeversorgung direkt zugeführt werden. Die Kühlung im Kühler-Wärmetauscher des Stirlingmotors erfolgt durch den Rücklaut des Prozess- oder Fernwärmenetzes.

Prinzipielle Arbeitsweise des Stirlingmotors

Das physikalische Grundprinzip dieses Prozesses besteht in einem periodischen Ablauf temperaturbedingter Expansion und Kompression eines unter Druck stehenden Arbeitsgases. Dieses Arbeitsgas ist zwischen zwei Kolben eingeschlossen, die die auf sie ausgeübte Kraft über Pleuelstangen auf eine Rotationswelle übertragen. Grundlegende Elemente dieses Volumenänderungsprozesses sind der erhitzte Arbeitszylinder, der gekühlte Kompressionszylinder und ein Regenerator, der zur Energiezwischenspeicherung dient, und damit angenähert isotherme Zustandsänderungen ermöglicht. Der Regenerator ist ein hochporöser Körper hoher Wärmekapazität mit einer Masse, die bedeutend höher ist als die Gasmasse, die ihn durchströmt. Je vollständiger der wechselnde Wärmetausch im Regenerator erfolgt, um so größer ist die mittlere Temperaturdifferenz zwischen Arbeits- und Kompressionszylinder, und damit der Wirkungsgrad des Stirlingmotors.

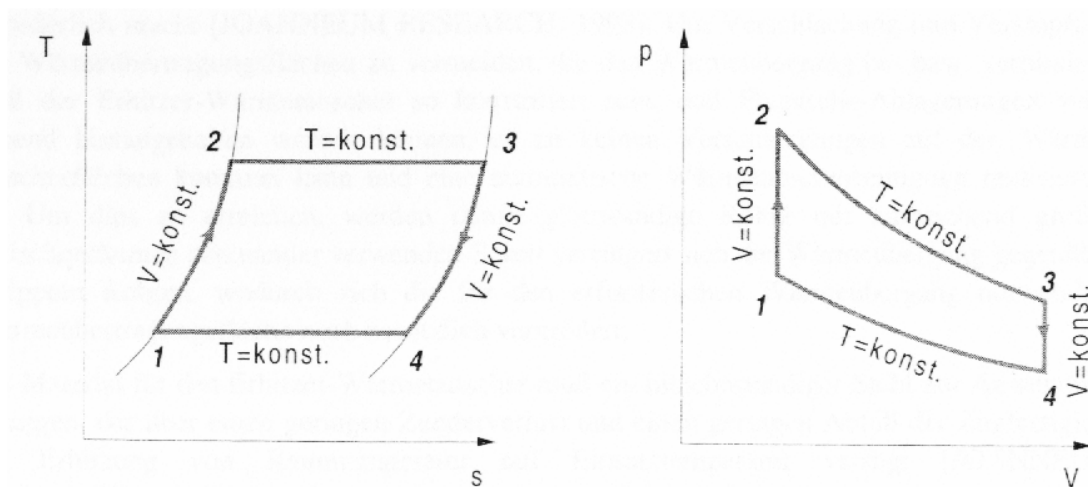


Abbildung 4-68: Thermodynamische Darstellung des idealen Stirlingmotorprozesses [16]

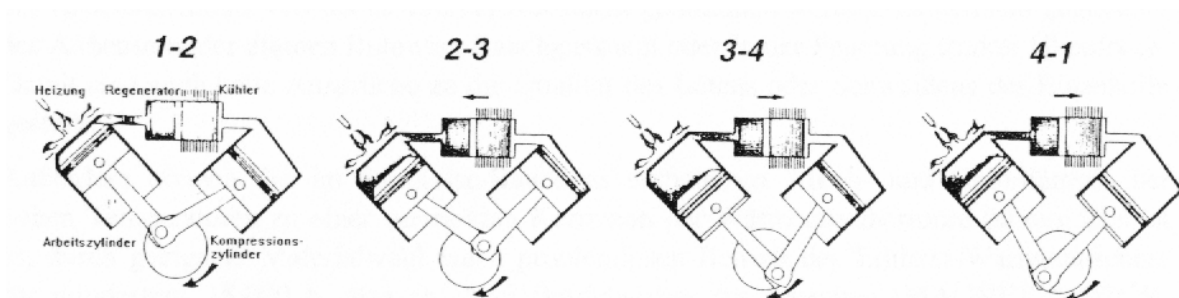


Abbildung 4-69: Arbeitstakte eines Stirlingmotors [16]

Der theoretische ideale Arbeitsprozess soll nun anhand der Abbildung 4-68 und Abbildung 4-69 erklärt werden. Die im folgenden angegebenen Nummern beziehen sich auf die thermodynamischen Eckpunkte des Prozesses wie sie in Abbildung 4-68 und Abbildung 4-69 dargestellt sind.

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

1-2: isochorer Heiztakt:

Das Gas im Kompressionszylinder wird aufgrund der Aufwärtsbewegung des Kompressionskolbens isochor durch den Regenerator in den erhitzten Arbeitszylinder gedrückt, dessen Kolben sich nach unten bewegt. Im Arbeitszylinder wird das Gas erhitzt und der Druck steigt. Es erfolgt also nur eine Verschiebung des Arbeitsgases vom kalten in den heißen Zylinder.

2-3: isothermer Expansionstakt:

Der Kompressionskolben befindet sich nun am oberen Totpunkt. Das im Arbeitszylinder befindliche Gas wird weiter erwärmt, es dehnt sich aus und drückt den Arbeitskolben nach unten. Der Kompressionskolben beginnt sich etwas zeitversetzt ebenfalls hinunter zu bewegen. Das Gas entspannt sich, mechanische Leistung wird auf die Kolbenstange übertragen.

3-4: isochorer Kühlтакт:

Der Arbeitskolben beginnt nach Erreichen seines unteren Totpunktes wieder seinen Aufwärtstakt, drückt das Arbeitsmedium isochor unter Wärmeabgabe durch den Regenerator, wo es Wärme abgibt, zum gekühlten Kompressionszylinder, der sich nach unten bewegt.

4-1: isothermer Kompressionstakt:

Der Kompressionskolben erreicht seinen unteren Totpunkt, das Arbeitsmedium wird gekühlt, sein Volumen nimmt ab, zusätzlich wird es durch die Bewegung der beiden Kolben nach oben komprimiert, bis der Arbeitszylinder den oberen Totpunkt erreicht. Nun wiederholt sich der gesamte Zyklus wieder von vorne.

Es gibt zwei wichtige Bauarten von Stirlingmotoren, die nach der Anordnung ihrer Kolben unterschieden werden:

Der **α -Typ** ist dadurch gekennzeichnet, dass zwei Kolben zueinander um einen bestimmten Phasenwinkel (z.B. 90°) verschoben sind. Auf einer Kurbelwelle mit Schwungrad sind die beiden Kurbelzapfen so angeordnet, dass die notwendige Phasenverschiebung der Kolbenbewegung zustande kommt, und eine optimale Drehmomentübertragung ermöglicht wird.

Beim **β -Typ** sind Arbeits- und Kompressionskolben im selben Zylinder übereinander angeordnet. Die Phasenverschiebung der Kolben zueinander wird durch ein besonderes Gestänge erreicht, die Kraftübertragung über eine aufwendige Getriebekonstruktion, die die linearen konzentrischen Kolbenbewegungen in eine Rotationsbewegung umlenken muß. Der Regenerator kann sich im Ringspalt zwischen Arbeitskolben und Zylinder befinden, was das Dichtungsproblem mindert, oder aber in einem Ringspalt außerhalb des Zylinders. Diese Variante kann doppelwirkend ausgeführt sein, was bedeutet, dass durch entsprechende beidseitige Beaufschlagung derselbe Kolben sowohl als Arbeits- als auch als Kompressionszylinder wirkt. Somit befindet sich nur ein Kolben im Zylinder. Wilhelm Siemens nutzte diese Idee und entwickelte den doppelwirkenden gekoppelten Stirlingmotor. Dabei sind die oberen erhitzten Zylinderräume über die Regeneratoren mit den unteren gekühlten Zylinderräumen der in Serie geschalteten nächsten Zylinder verbunden. Dadurch fungieren

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

die Kolben sowohl als Expansions- als auch als Kompressionskolben. Diese Bauweise führt zu vergleichsweise kompakten Motoren.

[Unterscheidungsmerkmale siehe auch Kriterienkatalog Kapitel 4.3.10 Stirlingmotor-Prozess](#)

4.5.9 Dampfschraubenmotor-Prozess

Verweis: Alle in diesem Abschnitt gemachten Angaben beziehen sich auf Quelle [16]

Die zweite Gruppe der Dampfmaschinen sind die dampfbetriebenen Schraubenmotoren. Sie gehören zur Gruppe der mehrwelligen Verdrängungsmaschinen und stellen die Umkehr der in der Praxis erprobten und angewendeten Schraubenkompressoren dar.

Prinzipielle Beschreibung der Technologie

Anhand der Abbildung 4-70 soll dieser Prozess beschrieben werden. Die im folgenden angegebenen Nummern beziehen sich auf die thermodynamischen Eckpunkte des Prozesses, wie sie in Abbildung 4-71 dargestellt sind.

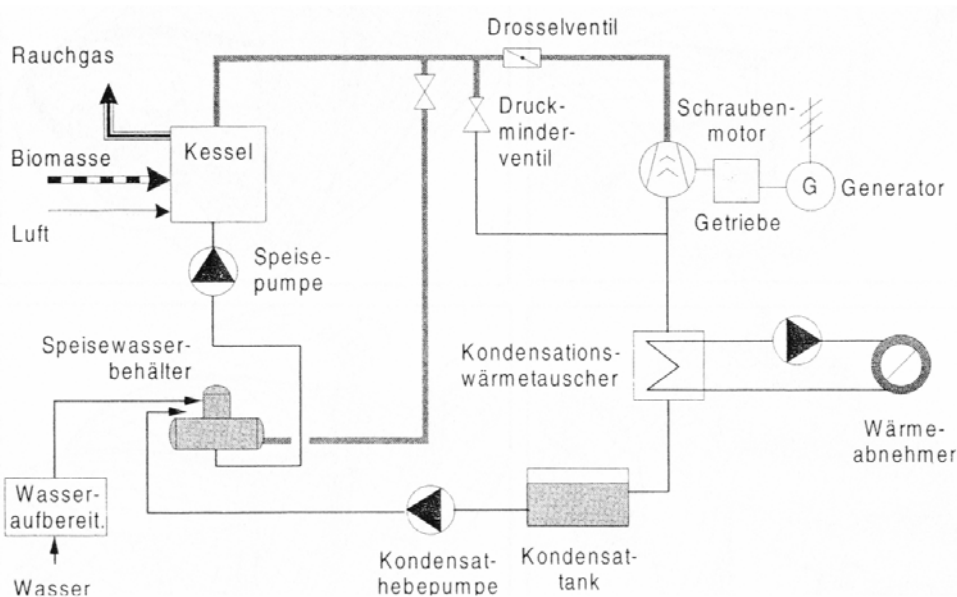


Abbildung 4-70: Schematische Darstellung einer Biomasse-KWK mit Dampfschraubenmotor [16]

In der Feuerung wird Biomasse verbrannt. Das aus der Feuerung austretende Rauchgas durchströmt einen Dampfkessel in dem Satttdampf (4) erzeugt wird. Anschließend kann, je nach Prozessvariante, noch eine Überhitzung des Dampfes erfolgen (5). Auch zur Verfügung stehender Nassdampf kann verarbeitet werden (3). Das Rauchgas wird in einen Economiser und eine Rauchgas-Reinigungseinrichtung geführt und gelangt schließlich zum Kamin, von wo aus es in die Umgebung entweicht.

Der Dampf (bei der Entspannungslinie 2-6''' wird statt Dampf unter Druck stehendes Heißwasser verwendet) strömt über ein Drosselventil in den Schraubenmotor, in dem er unter Entspannung mechanische Arbeit leistet, die über ein Getriebe im Generator elektrische Energie erzeugt. Der entspannte Dampf (6. 6'. 6" oder 6''') wird in einen Kondensator geleitet, die abgeführte Wärme als Fern- oder Prozesswärme genutzt.

Das Kondensat sammelt sich im Kondensattank. Dieser stellt einen Puffer für die nachgeschaltete Kondensatpumpe dar. Die Kondensatpumpe fördert das Kondensat in den über dem Speisewasserbehälter angeordneten und mit diesem verbundenen thermischen Entgaser.

Dazu wird ein kleiner Dampfanteil vom Frischdampfstrom abgezweigt (bei mehrstufigen Dampfschraubenmotoren kann Dampf auch zwischen den Stufen entnommen werden). Das Kondensat und auch aufbereitetes Frischwasser rieseln über spezielle Bleche hinab in den Speisewasserbehälter und erwärmen sich dabei auf über 100°C. Die Löslichkeit von Gasen im heißen Wasser ist gering. Die bei der Erwärmung ausgetriebenen Gase werden als Abdampf ins Freie geleitet. Zur Vermeidung von Korrosion im Kessel wird der Restsauerstoff im Kreislauf über, dem aufbereiteten Frischwasser zudosierte, Chemikalien gebunden. Das Kesselspeisewasser wird mittels Pumpe auf Betriebsdruck gebracht und wieder über den Economiser dem Kessel zugeführt wird (1). Der Kreislauf ist somit geschlossen. Fehlendes Wasser (aufgrund von Leck-, Verdampfungs- Abschlamm- und Absalzverlusten) wird nachdosiert, entsprechend aufbereitet und dann dem Speisewasserbehälter zugeführt.

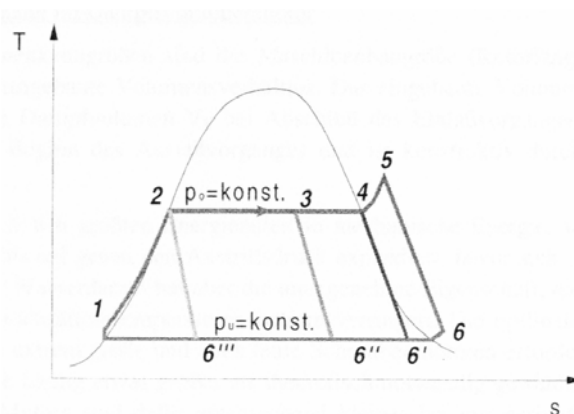


Abbildung 4-71: Thermodynamische Darstellung des Dampfschraubenmotorprozesses im T-s-Diagramm [16]

Beschreibung und Funktionsweise

Die Arbeitsweise eines Schraubenmotors erinnert an die eines Zweitakt-Kolbenmotors, wenn man die oszillierende Bewegung des Hubkolbens durch eine Rotationsbewegung ersetzt.

Ein Schraubenmotor besteht im Grunde aus zwei ineinandergreifenden, schraubenförmig verwundenen Rotoren, deren Lagerungen und dem eng umschließenden Gehäuse mit der Dampfeinlass- und Auslassöffnung. Dabei charakteristisch für alle Verdrängungsmaschinen ist ein gekapselter Arbeitsraum, dessen Größe sich während eines Arbeitstaktes periodisch ändert, Dieser Arbeitsraum ist gegeben durch die Profillückenräume der zwei Rotoren, wobei mehrere Verschraubungsgänge vorhanden sein können (siehe Abbildung 4-72).

Der Dampf gelangt zur Einlassöffnung des Motorgehäuses. Er strömt in die Profillückenräume, wobei sich durch die fortschreitende Drehung der Rotoren das Einlassvolumen vergrößert, solange bis der Profillückenraum aus dem Bereich der

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

Einlassöffnung gedreht ist und der mit der Rohrleitung verbundene Eintrittsstutzen von diesem abgetrennt ist. Nun beginnt der Expansionsvorgang des eingeschlossenen Mediums. Der sich entspannende Dampf drängt auf Volumensvergrößerung, also Profillückenzunahme, und treibt die Rotoren dadurch an. Der eingeschlossene Dampf bewegt sich dabei parallel zu den Rotoren und gleichzeitig auf deren Umfang hin zur anderen Seite, wo sich der Austrittsquerschnitt befindet. Erreicht der Dampf den Austrittsquerschnitt, wird er nach außen verdrängt und verlässt den Schraubenmotor. Ein Arbeitstakt ist damit beendet, das Arbeitsmedium wurde entspannt, Arbeit wurde geleistet.

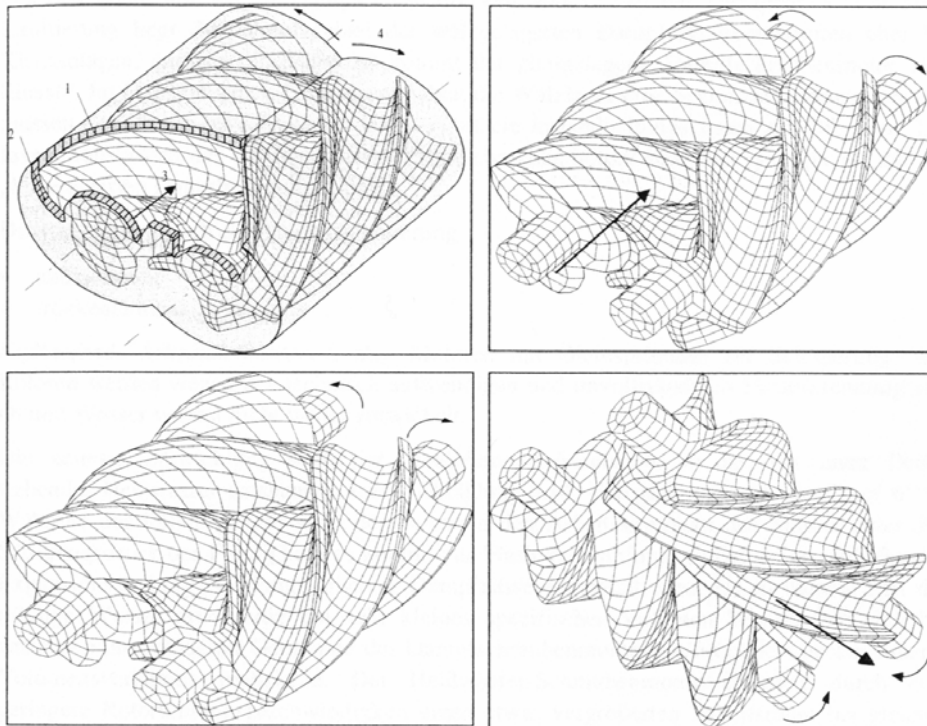


Abbildung 4-72: Entspannsvorgang im Dampfschraubenmotor 1 radiale Steuerkanten, 2 axiale Steuerkanten, 3 Motoreinströmrichtung, 4 Motordrehrichtung [16]

Es gibt zwei Ausführungsarten, die sich in der Führungsweise und Schmierung der Rotoren unterscheiden. Man bezeichnet sie als *nasslaufende* und *trockenlaufende* Schraubenmotoren.

Bei den *nasslaufenden Schraubenmotoren* wird Öl in den Profillückenraum (Arbeitsraum) eingespritzt, welches im Motor zu einer positiven Dichtwirkung und Schmierung zwischen den sich berührenden Rotoren führt. Das Öl muss nach Verlassen des Motors möglichst vollständig wieder vom Kondensat getrennt werden. Es besteht aber die Möglichkeit, statt Öl die flüssige Phase des Arbeitsmediums, also das Kesselspeisewasser, direkt in den Motor einzuspritzen. Durch die niedrige Viskosität verteilt sich das Wasser auf die Oberfläche der Rotoren und dichtet die Spalte ab (dieses Prinzip ist jedoch noch im Entwicklungsstadium).

Bei *trockenlaufenden Schraubenmotoren* werden die exakten Spielvorgaben der beiden Rotoren zueinander beim Rotationsvorgang über ein zusätzliches Synchronisationsgetriebe gewährleistet. Dadurch wird ein berührungsloser Bewegungsvorgang der Rotoren

ermöglicht. Diese Variante benötigt keine Schmierung für die Rotoren. Die Ölschmierung für die Rotorenlagerung kann mit verschleißfreien, luftgesperrten Labyrinthdichtungen gut gegenüber dem Rotor-Profillückenraum abgedichtet werden, der Dampf bleibt rein. Bei derzeit entwickelten wassergeschmierten hydrodynamischen Gleitlagerungen der Rotoren ist eine spezielle Dichtung zwischen Lagerung und Profillückenraum nicht erforderlich. Der trockenlaufende Schraubenmotor bedingt durch Spalte zwischen den Rotoren, die wegen der schwierigen Fertigung nicht beliebig minimiert werden können, einen höheren Leckstrom des Arbeitsmediums als er bei nasslaufenden Schraubenmotoren auftritt.

Entspannungsvorgang im Dampfschraubenmotor

Wichtige Maschinenkenngrößen sind die Maschinenbaugröße (Rotorlänge und Rotordurchmesser) und das eingebaute Volumensverhältnis. Das eingebaute Volumensverhältnis ist der Quotient aus dem Dampfvolument V_E bei Abschluss des Einlassvorganges und dem Dampfvolument V_A bei Beginn des Auslassvorganges und ist konstruktiv durch die Steuerkanten vorgegeben.

Der Motor wandelt den größten Energieanteil in mechanische Energie, wenn der Dampf in den Profillücken bis auf genau den Austrittsdruck expandiert, bevor sich die Profillücke zum Auslass hin öffnet. Wasserdampf hat aber die unangenehme Eigenschaft, dass sich seine Dichte bei niedrigen Kondensationstemperaturen extrem verringert. Die optimale Energiewandlung zu erzielen würde extrem große und auch teure Schraubenmotoren erfordern. Daher wird der Nennaustrittsdruck häufig etwas größer als theoretisch notwendig gewählt, die Abmessungen und Kosten des Motors sind dafür entsprechend kleiner bei nur geringfügiger elektrischer Leistungseinbuße. Einen Teil des während der Expansion im Arbeitsraum nicht genutzten Enthalpiegefälles kann der Dampfschraubenmotor in Form von Ladungswechselarbeit nutzen.

Der Arbeitsvorgang des Dampfschraubenmotors besteht also aus zwei energetisch unterschiedlichen Vorgängen, dem der *polytropen Expansion* im geschlossenen Arbeitsraum und dem *Ladungswechsel*, also der Volumensänderungsarbeit beim Ein- und Ausströmen.

Einsatzgebiet

Der Dampfschraubenmotor ist in der Lage, überhitzten Dampf, Sattdampf, Nassdampf oder zukünftig auch unter Druck stehendes Heißwasser zu entspannen. Er ist also universell einsetzbar und kann so an jedes gegebene Wärmeniveau angepasst werden. Der Dampfschraubenmotor ist im Gegensatz zur Dampfturbine in der Lage, Nassdampf mit einer hohen Dampfmasse zu entspannen, ohne dass es zu Erosion und Materialschäden der Rotoren kommt, da die Energiewandlung nicht wie bei der Dampfturbine durch die Drehimpulsänderung des durchgesetzten Fluids erfolgt. Anders als bei Turbinen ist auch eine aufwendige Regelung eines eventuell vorhandenen Überhitzers nicht erforderlich.

Damit sind folgende sinnvolle Betriebsarten möglich:

- Entspannung von überhitztem oder gesättigtem Dampf in das Nassdampfgebiet
- Entspannung aus dem Nassdampfgebiet in das Nassdampfgebiet.

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

Die erstere Art von Motoren wird *Dampf-Schraubenmotor* genannt, die zweitere, in der bei der Entspannung Flüssigkeit aufgrund der Druck- und Temperatursenkung verdampft, als *Zweiphasen-Schraubenmotor*.

Folgende Lagerungsarten der Schraubenrotoren sind möglich:

- Wälzlagerung
- Gleitlagerung

Nutzt man Komponenten aus dem Kompressorenbau, sind wälzgelagerte Dampfschraubenmotoren heute nur bis zu Dampfeintrittsdrücken von ca. 16 bar verfügbar. Durch diese Limitierung liegt das Einsatzgebiet der wälzgelagerten Dampfschraubenmotoren eher bei Kleinanlagen, darüber hinausgehend kommt der gleitgelagerte Dampfschraubenmotor zum Einsatz. Im Unterschied zu Gleitlagern haben die Wälzlager eine begrenzte Lebensdauer und müssen danach ausgewechselt werden, was höhere Instandhaltungskosten zur Folge hat. Die Investitionskosten des wälzgelagerten Dampfschraubenmotors sind aber geringer als die des gleitgelagerten Dampfschraubenmotors.

Differenzierung nach der Art der Schmierung

- nasslaufend
- trockenlaufend

Nasslaufende Schraubenmotoren, also Motoren mit Öleinspritzung zur Schmierung der Rotoren werden wegen der technisch aufwendigen und unvollständigen Phasentrennung von Öl und Wasser vorerst nicht weiter entwickelt.

Die neueste Entwicklung stellt der *Zweiphasen-Schraubenmotor* dar, der unter Druck stehendes Heißwasser entspannen kann (Abbildung 4-71, Entspannungslinie von 2 auf 6"). Während des Füllvorganges sinkt der Druck in den Arbeitskammern des Motors unter den Sättigungsdruck der Flüssigkeit, es kommt zur Flashverdampfung, so dass im anschließenden Expansionsvorgang Nassdampf höherer Dampfnässe entspannt wird. Da in diesem Fall das flüssige Wasser druckseitig ein sehr kleines spezifisches Volumen besitzt, lässt sich bei ansonsten unveränderter Geometrie des Dampfschraubenmotors ein besonders großes inneres Volumensverhältnis realisieren. Der Heißwasser-Schraubenmotor erfordert durch eine geringere Rotorumfangsgeschwindigkeit einen etwas vergrößerten Arbeitsraum bei gleicher elektrischer Leistung. Die Entwicklung dieser Schraubenmotorvariante ist noch nicht abgeschlossen und es gibt derzeit noch keine kommerzielle Nutzung. Zukünftig könnte aber mit diesem Schraubenmotor auch eine Stromerzeugung mittels Druck-Heißwasser in Kleinanlagen möglich werden.

[Unterscheidungsmerkmale siehe auch Kriterienkatalog Kapitel 4.3.11 Dampfschraubenmotor-Prozess](#)

4.5.10 Indirekter Gasturbinen-Prozess (Heißluftturbinenprozess)

Verweis: Alle in diesem Abschnitt gemachten Angaben beziehen sich auf Quelle [16]

Anhand der Abbildung 4-73 soll der Heißluftturbinenprozess nun beschrieben werden. Die im folgenden angegebenen Nummern beziehen sich auf die thermodynamischen Eckpunkte des Prozesses, wie sie in Abbildung 4-74 dargestellt sind.

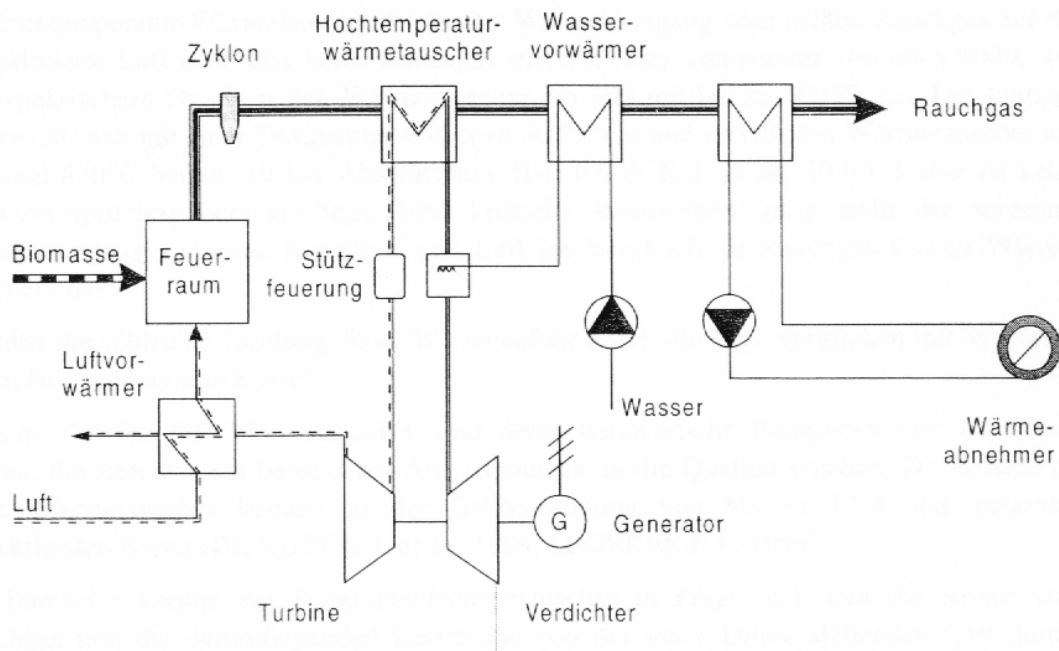


Abbildung 4-73: Schematische Darstellung einer Biomasse-KWK mit Heißluftturbinenprozess [16]

In der Feuerung wird Biomasse verbrannt. Das heiße Rauchgas nach optionaler Vorentstaubung in einem Heißzyklon strömt durch einen Hochtemperatur-Wärmetauscher, in dem es Wärme an das Arbeitsmedium Luft abgibt. Anschließend wird ein Großteil der noch verfügbaren Nutzwärme im Rauchgas zur Fern- oder Prozesswärmeerzeugung herangezogen. Nach Durchströmen einer nachgeschalteten Rauchgasreinigungsanlage gelangt dieses schließlich in den Kamin.

Lt. Abbildung 4-74 wird parallel dazu gefilterte Umgebungsluft angesaugt (1) und in einem Verdichter komprimiert (2). Danach durchströmt die verdichtete Luft den Hochtemperatur-Wärmetauscher und erwärmt sich (3). Anschließend wird sie in der Heißluftturbine entspannt (4) wobei mechanische Arbeit geleistet und im gekoppelten Generator elektrische Energie erzeugt wird.

Die entspannte heiße Luft kann entweder direkt oder über einen Wärmetauscher (5) der Feuerung als Verbrennungsluft zugeführt werden oder auch zur zusätzlichen

Heizwassererzeugung herangezogen werden. Eine weitere Option wäre die Nutzung dieser Wanne in einem nachgeschalteten GuD-Prozess.

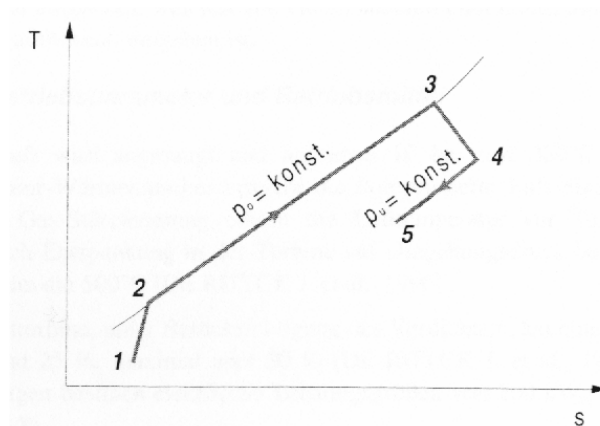


Abbildung 4-74: Thermodynamische Darstellung des Heißluftturbinenprozesses [16]

Wirkungsgradsteigerungen gegenüber dem erläuterten Basisprozess lassen sich durch folgende Maßnahmen erreichen:

Die elektrische Leistung kann durch Wassereinspritzung in die komprimierte Luft vor Eintritt oder direkt im Hochtemperatur-Wärmetauscher erhöht werden. Wasser kann in einem dem Hochtemperatur-Wärmetauscher nachgeschalteten Heißwasserkessel erhitzt werden. Es wird dann in den Luftstrom eingespritzt und verdampft bei Eintritt in den Wärmetauscher. Dadurch kann man einen Teil der Niedertemperaturwärme des Rauchgases zur Stromerzeugung nutzen, die dafür ansonsten verloren wäre. Das dafür verwendete Wasser kann etwa aus einer Rauchgaskondensationsanlage kommen. Dadurch wird eine Vergrößerung des durch die Turbine durchgesetzten Luft/Dampf-Gemisches erreicht, was zu einer Steigerung des elektrischen Wirkungsgrades führt.

Außerdem verbessert sich der Wärmeübergang im Hochtemperatur-Wärmetauscher wenn die Temperatur des eingespritzten Wassers geringer als die Temperatur des Luftstromes ist, da die Temperaturdifferenz des Wärmeübergangs steigt. Zusätzlich erhöht sich die Wärmeübergangszahl aufgrund des erhöhten Wassergehaltes im Luftstrom.

Nach Austritt der erhitzten komprimierten Luft aus dem Hochtemperatur-Wärmetauscher kann durch eine gasbefeuerte Stützfeuerung die Temperatur der Luft vor Eintritt in die Heißluftturbine weiter erhöht werden, wodurch ebenfalls eine Steigerung der elektrischen Leistung möglich wäre.

Verbesserungen können auch durch mehrstufige Verdichtung und Entspannung erreicht werden. Dabei können die einzelnen Strömungsmaschinen optimaler auf die auftretenden Druck- und Volumenverhältnisse abgestimmt werden, was bessere Wirkungsgrade zur Folge hat.

Außerdem kann die komprimierte Luft zwischen den Verdichtern zwischengekühlt werden (Intercooler-Effekt), etwa durch Vorwärmung des Rücklaufes eines Prozess- oder

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

Fernwärmenetzes, wodurch die Lufttemperatur vor dem Eintritt in den nachgeschalteten Verdichter sinkt. Durch die temperaturbedingte Kompression wird eine Reduzierung des Volumenstromes der Luft erreicht. Dadurch sinken die thermischen Belastungen und die Baugröße, sowie die Kosten für den Verdichter bei gleicher Leistung.

Elektrische Anlagenwirkungsgrade von bis zu 25 % bei einem Gesamtwirkungsgrad von über 70 % werden für einstufige Prozessvarianten mit Wassereinspritzung und Stützfeuerung bei einer elektrischen Anlagengröße von etwa 500 kW_{el} angestrebt.

[Unterscheidungsmerkmale siehe auch Kriterienkatalog Kapitel 4.3.12 Indirekter Gasturbinen-Prozess \(Heißluftturbinenprozess\)](#)

4.5.11 Direkter (inverser) Gasturbinen-Prozess

Verweis: Alle in diesem Abschnitt gemachten Angaben beziehen sich auf Quelle [16]

Der direkte Gasturbinenprozess beschreibt jene Technologie, bei der Rauchgase aus der Verbrennung direkt in einer Turbine entspannt werden. Dieser Prozess kann druckbeaufschlagt oder bei atmosphärischem Druck betrieben werden. Dieses Kapitel beschäftigt sich hauptsächlich mit dem direkten Gasturbinenprozess atmosphärischer Betriebsweise, der auch inverser Gasturbinenprozess genannt wird.

Der inverse Gasturbinenprozess läuft wie ein konventioneller Gasturbinenprozess ab, jedoch nicht durch Entspannung von Hochdruck auf Umgebungsdruck, sondern durch Entspannung von Umgebungsdruck in den Unterdruckbereich - daher der Name „inverser“ Gasturbinenprozess.

Prinzipielle Beschreibung der Technologie

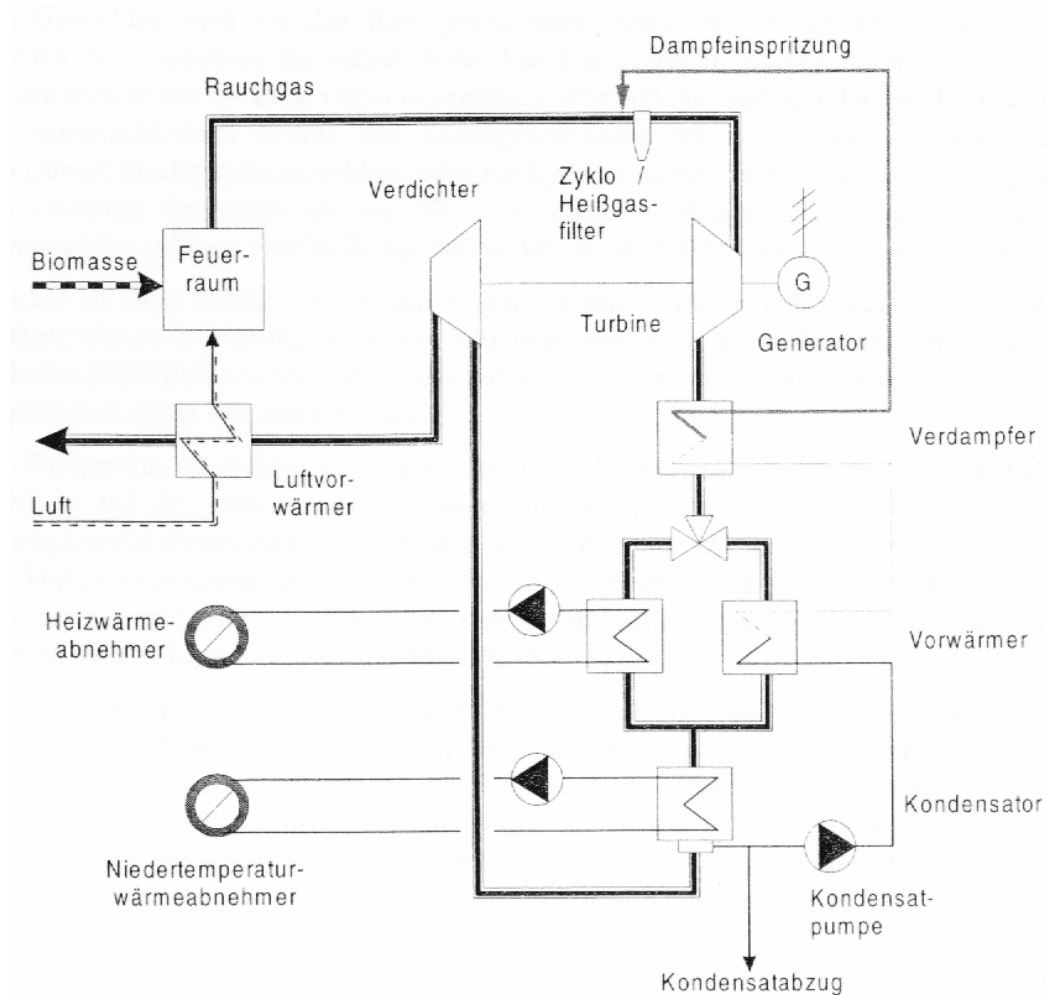


Abbildung 4-75: Schematische Darstellung einer Biomasse-KWK mit inversem Gasturbinenprozess [16]

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

Bisher gibt es keine realisierte Biomasse-KWK-Anlage auf Basis des inversen Gasturbinenprozesses, sondern nur Konzepte dafür. Anhand der Abbildung 4-75 soll der Prozess beschrieben werden. Die nachfolgend angegebenen Nummern beziehen sich auf die thermodynamischen Eckpunkte des Prozesses, wie sie in Abbildung 4-76 dargestellt sind.

In der Feuerung wird Biomasse atmosphärisch verbrannt. Das aus der Feuerung austretende Rauchgas (2) wird in einem Hochtemperaturzyklon bzw. Heißgasfilter gereinigt und durch Dampf- oder Wassereinspritzung gekühlt. Danach tritt das Rauchgas in die Gasturbine ein, wo es unter Entspannung auf Unterdruck (3) mechanische Arbeit leistet, die im Generator elektrische Energie erzeugt. Das noch heiße, nun entspannte, Rauchgas wird anschließend in einem Wärmetauscher abgekühlt, danach in einem zweiten Wärmetauscher zur Fern- oder Prozesswärmeauskopplung weiter gekühlt und durchläuft daraufhin noch eine Kondensationsanlage, bei der Niedertemperaturwärme ausgekoppelt wird. Das aus dem Kondensator austretende Rauchgas (4) wird in einem Verdichter wieder auf Umgebungsdruck verdichtet, wobei es sich erhitzt (5). Diese Wärme kann über einen Luftvorwärmer noch zur Vorwärmung der Verbrennungsluft genützt werden, bevor das Rauchgas über einen Kamin in die Umgebung entweicht (1).

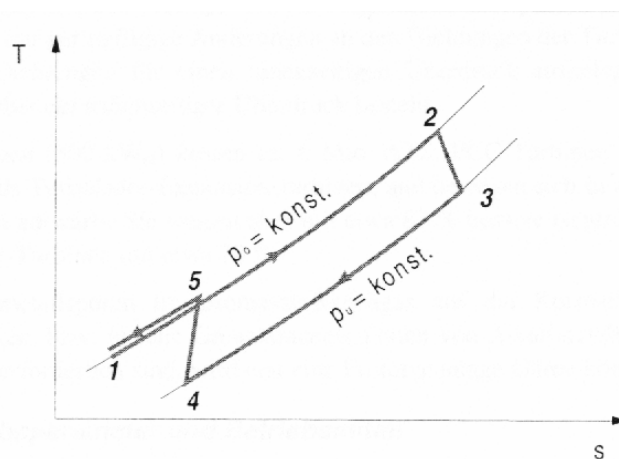


Abbildung 4-76: Thermodynamische Darstellung des inversen Gasturbinenprozesses - die obere Isobare stellt Umgebungsdruck dar, die untere befindet sich im Unterdruckbereich.

[16]

Für Biomasse-KWK-Anlagen kommen prinzipiell drei Prozessvarianten in Frage, die sich durch die Verwendung des Kondensats aus der Rauchgaskondensation unterscheiden.

Prozessvariante 1

Das Kondensat wird mittels Kondensatpumpe zum Vorwärmer gefördert und erwärmt. Anschließend wird das heiße Kondensat in flüssigem Zustand direkt in den heißen Rauchgasstrom an einer Stelle vor dem Zyklon eingespritzt. Der Verdampfer entfällt bei dieser Prozessvariante.

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

Prozessvariante 2

Diese Variante entspricht der ersten, und unterscheidet sich nur dadurch, dass keine Kondensat- sondern eine Dampfeinspritzung zur Temperaturregelung verwendet wird. Der dafür benötigte Verdampfer befindet sich zwischen Turbinenaustritt und Vorwärmer. Der erreichbare elektrische Wirkungsgrad erhöht sich durch die Dampfeinspritzung, die Investitionskosten erhöhen sich ebenfalls.

Prozessvariante 3

Diese Prozessvariante stellt einen kombinierten Gas- und Dampfprozess dar. Der wie in der Prozessvariante 2 gewonnene Dampf wird über einen Überhitzer, der sich zwischen Turbine und Verdampfer befinden soll, weiter erhitzt und zu einer Gegendruck-Dampfturbine geführt. Nach der Entspannung wird ein Teilstrom des Dampfes zur Dampfeinspritzung in den heißen Rauchgasstrom an einer Stelle vor dem Zyklon verwendet, der Großteil des Dampfstromes wird in einem Kondensator entspannt und verflüssigt. Diese Variante erreicht die höchsten elektrischen Wirkungsgrade, weist aber die höchsten Investitionskosten auf.

Für Biomasse-KWK-Anlagen kommt als Kompromiss die Prozessvariante 2 in Frage, erreicht sie doch gute Wirkungsgrade bei relativ einfacher Prozessführung.

4.6 Hybrid- und Speicher-Systeme

Hybrid- und Speichersysteme sind zwar lt. Definition als dezentrale Erzeugungseinheiten zu werten, da sie aber nicht als unmittelbarer Schwerpunkt für diese Arbeit gelten, werden sie hier nur am Rande angeführt.

Hybridsysteme

Entwickler und Hersteller von dezentralen Erzeugungstechnologien suchen nach Wegen, Technologien zu kombinieren, um Leistung und Wirkungsgrade von dezentralen Erzeugungseinheiten zu verbessern. [77]

Mehrere Beispiele für Hybrid-Systeme wie sie in Demonstrationsanlagen getestet wurden:

- **SOFC/MCFC-Brennstoffzelle kombiniert mit einer Gasturbine oder Mikroturbine**

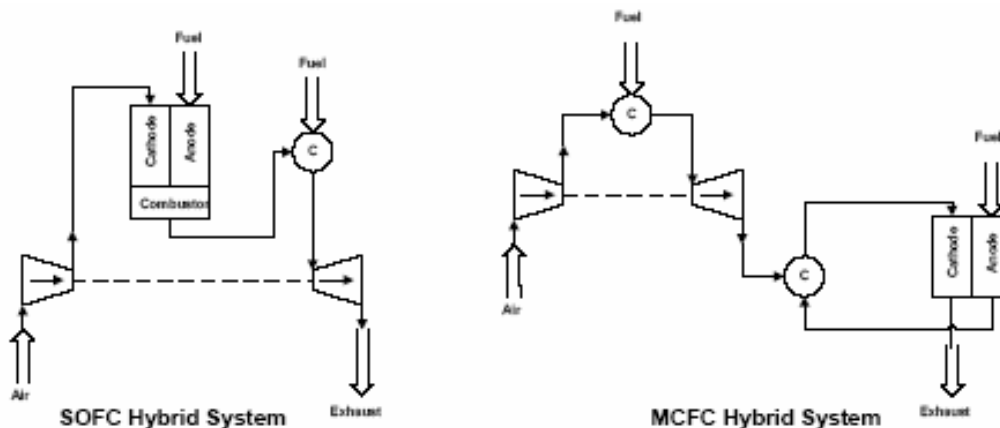


Abbildung 4-77: Grundprinzip eines SOFC - und MCFC - Gasturbine Hybrid-Systems [77]

- **Stirling-Motor kombiniert mit einem Sonnenspiegel (Dish-Stirling)**

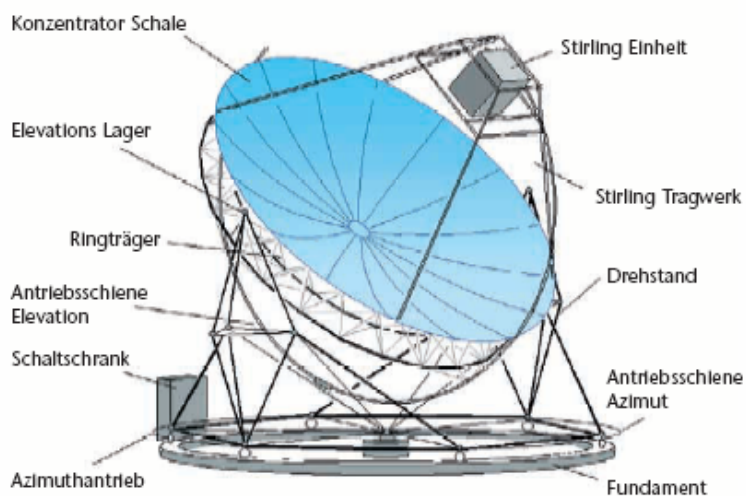


Abbildung 4-78: Dish-Stirling-Prinzip [78]

- **Windturbinen mit der Batterie-Speicherung und Dieselaushilfs-generatoren**
- **Motoren (und andere primäre Energiequellen) kombiniert mit Energiespeichersystemen wie Schwungräder**

Speichersysteme

Energiespeichersysteme erzeugen keine Nettoenergie, können aber über kurze Zeit elektrische Energie liefern. Sie werden verwendet, um Spannungsschwankungen, Flicker, und Stromstöße zu korrigieren, die vorkommen, wenn Kunden und Lieferanten Lasten zuschalten. Sie können auch als unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV) verwendet werden. [79]

Einige Beispiele für Speichersysteme:

- **Batterie-Speicher/Akkumulatoren – Battery Storage**
- **Schwungräder – Flywheels**
- **Supraleitende magnetische Energiespeicher - Superconducting Magnetic Energy Storage (SMES)**
- **Kondensatorspeicher – Supercapacitor**
- **Druckluftspeichersysteme - Compressed Air Energy Storage (CAES)**
- **Reversible Brennstoffzelle**

Die Leistung der Energiespeicherung und USV-Systeme wird durch die Kapazität und Dauer des Gerätes bestimmt. Die folgende Tabelle zeigt Kapazitäten von ausgewählten Technologien. [79]

Manufacturer	Technology	Capacity (kW)	Capacity (time)
A	Flywheel	120 kW	20 sec
B	Flywheel/Battery	160 kW	15-30 min
C	Battery	3,1 – 7,5 kVA	15 min
	Battery	0,7 – 2,1 kVA	10 min
	Battery	700 – 2.100 kVA	13 min
	Battery	7,5 - 25 kVA	17 min
D	Battery	1.250 kVA	15 min
	Flywheel	700 kW	10 min
E	Battery	450 – 1.600 kVA	6-12 min
F	Flywheel/Battery	5-1.000 kVA	5-60 min
G	Battery	0,14 – 1,2 kVA	5-59 min
H	Battery	0,28 – 0,675 kVA	15 min

Tabelle 4-9 Kapazität und Dauer verschiedener Speichersysteme [79]

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

In Österreich ist die am häufigsten eingesetzte Speicherform die Wasserspeicherung in dafür errichtete Speicherkraftwerke bzw. Schwellkraftwerke. (siehe S. 202)

5 Phase IV: Gegenüberstellung und Bewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

In Kapitel 4 erfolgte eine detaillierte Beschreibung der untersuchten dezentralen Erzeugungstechnologien. In diesem Abschnitt werden wesentliche Parameter miteinander verglichen bzw. gegenübergestellt, um zu einer allgemein gültigen Aussage über die Einsetzbarkeit der Technologien als dezentrale Erzeugungseinheit zu gelangen.

Durch den unterschiedlichen Entwicklungsstand der einzelnen Technologien ist auch mit einer unterschiedlich hohen Datensicherheit zu rechnen, was sich wiederum negativ auf die Vergleichbarkeit der betrachteten Technologien auswirkt.

Dies und der Umstand einer möglichst objektiven Betrachtung können als Gründe angeführt werden, warum auf eine intensivere und aussagekräftigere Bewertung, wie sie z.B. mittels Nutzwertanalyse möglich wäre, verzichtet wird.

5.1 Technische, wirtschaftliche und ökologisch Gegenüberstellung

Zur direkten Vergleichbarkeit der einzelnen Technologien sollen in diesem Kapitel die gewonnenen Erkenntnisse über die technischen, wirtschaftlichen und ökologischen Spezifikationen einander gegenübergestellt, und die Ergebnisse diskutiert werden. Dabei sollen die wesentlichen Kenndaten tabellarisch dargestellt werden. Die in den Tabellen mit Abkürzungen gekennzeichneten Erzeugungstechnologien sind in der gleichen Reihenfolge angeordnet wie in der P/E-Matrix im Kapitel 3.

Nach der tabellarischen Gegenüberstellung folgt noch eine graphische Darstellung der wichtigsten Kenngrößen. Durch die Visualisierung der eingesetzten Werte, sind die Unterschiede der einzelnen Erzeugungstechnologien für den Leser besonders rasch und deutlich erkennbar.

5.1.1 Technologische Kenngrößen

In Tabelle 5-1 und 5-2 sind wesentliche technische Daten (inklusive Schwankungsbreiten) der untersuchten Technologien gegenübergestellt. Die angegebenen Werte sind Ergebnisse von Recherchen. Sie wurden aus realisierten Anlagen abgeleitet, oder stammen aus Auskünften von Produzenten, Entwicklern und Institutionen. Würde man die Anzahl der Untersuchungsquellen erhöhen, könnten sich an den Randwerten der angegebenen Daten eventuell noch Änderungen ergeben. Die angegebenen Werte sind daher in erster Linie als typische Richtwerte für die jeweiligen Technologien zu verstehen. Es ist nicht ausgeschlossen, das es Anlagen mit Abweichungen zu diesen Richtwerten gibt oder geben kann. Durch zukünftige Weiterentwicklungen können sich Änderungen (Verbesserungen) ergeben, was insbesondere für die derzeit in Entwicklung befindlichen Biomasse-KWK-Technologien sowie Erneuerbaren Energien von Relevanz sein kann.

Die angegebenen technischen Werte für diese Technologien basieren daher entweder auf bereits vorhandenen Prototyp-Anlagen oder auf theoretischen Anlagenkonzeptionen.

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

Dezentrale Erzeugungstechnologien	Technische Kenngrößen (Teil 1)									
	P_{el} [kW _{el}]	η_{el} [%]	η_{ges} [%]	σ [-]	Prognostizierbarkeit	Entwicklungsstand	Wärmeauskopplung	BHKW-fähig	Betriebsweise	Volllaststunden [h/a]
Fossil-befeuerte KWK - Prozesse										
DT mit GDT	50 - 30.000	10 - 30	~ 60	0,45	Gut - Sehr gut	Marktreife	Ja	Nein	w	bis 8.000
DT mit EKT	50 - 10.000	10 - 40	60 - 85	0,45	Gut - Sehr gut	Marktreife	Ja	Nein	s	bis 8.000
GT mit WRG	30 - 20.000	25 - 35	70 - 92	0,2 - 0,8	Gut - Sehr gut	Marktreife	Ja	Ja	s/w	> 6.000
GT als Cheng-Cycle (STIG)	30 - 20.000	25 - 35	70 - 92	0,2 - 0,8	Gut - Sehr gut	Marktreife	Ja	Nein	s/w	> 6.000
GT als HAT	900	37			Gut - Sehr gut	Pilot	Ja	Nein	s/w	
MGT	5 - 1.000	23 - 30	70 - 90	0,4 - 0,7	Gut - Sehr gut	Marktreife	Ja	Ja	s/w	> 6.000
GuD mit GDT	> 3.000	35 - 55	65 - 90	0,6 - 2,0	Gut - Sehr gut	Marktdurchdringg.	Ja	Nein	s/w	
GuD mit EKT	> 3.000	35 - 55	65 - 90	0,6 - 2,0	Gut - Sehr gut	Marktdurchdringg.	Ja	Nein	s/w	
GM	1 - 10.000	25 - 45	80 - 90	0,4 - 1,1	Gut - Sehr gut	Marktdurchdringg.	Ja	Ja	s/w	bis 6.000
DM	5 - 60.000	30 - 55	80 - 90	0,4 - 2,4	Gut - Sehr gut	Marktdurchdringg.	Ja	Ja	s/w	bis 6.000
DKM	20 - 2.000	6 - 20	80 - 90	0,1 - 0,45	Gut - Sehr gut	Marktreife	Ja	Ja	s/w	
ORC	100 - 1.500	10 - 20	bis 85	0,2 - 0,3	Gut - Sehr gut	Marktreife	Ja	Ja	s/w	bis 7.000
BZ	1 - 20.000	40 - 70	80 - 90	1 - 1,5	Gut	Demonstration	Ja	Ja/Nein	s/w	
STM	1 - 150	6,5 - 28	63 - 95	0,5 - 0,7	Gut - Sehr gut	Marktreife	Ja	Ja	s/w	> 5.000
DSM	20 - 2.500	10 - 20	bis 90		Gut - Sehr gut	Demonstration	Ja	Ja	s/w	bis 7.000
HLT	200 - 1.800	bis 30	~ 80	0,23 - 0,6	Gut - Sehr gut	Demonstration	Ja	Ja	s/w	bis 7.000
Erneuerbare Energien										
WKA	1 - >20.000	70 - 90	70 - 90		Gut	Marktdurchdringg.	Nein	Nein		bis 6.000
PV	0,0013	6 - 19	6 - 19		Neutral	Demonstration	Nein	Nein		1.000
WEA	5 - 3.000	20 - 40	20 - 40		Schlecht-neutral	Marktreife	Nein	Nein		2.000
Regenerativ-befeuerte KWK - Prozesse										
GTH (siehe ORC u. B-ORC)										
B-DT	150 - 5.000	8 - 18	bis 80	0,11-0,29	Gut - Sehr gut	Marktreife	Ja	Nein	s/w	4.500
B-GT	> 1.000	20 - 25	75 - 80	0,33 - 0,5	Gut - Sehr gut	Demonstration	Ja	Nein	s	4.500
B-GM	10 - 2.000	15 - 30	bis 75	0,25 - 0,7	Gut - Sehr gut	Demonstration	Ja	Ja	s/w	4.500
B-DM	10 - 2.000	15 - 30	bis 75	0,25 - 0,7	Gut - Sehr gut	Demonstration	Ja	Ja	s/w	4.500
B-DKM	20 - 1.200	8 - 20	bis 80	0,1 - 0,34	Gut - Sehr gut	Marktreife	Ja	Ja	s/w	4.500
B-ORC	200 - 1.400	10 - 18	bis 85	0,13 - 0,3	Gut - Sehr gut	Demonstration	Ja	Ja	s/w	4.500
B-BZ						Labor				
B-STM	10 - 150	6,5 - 28	63 - 86	0,1 - 0,8	Gut - Sehr gut	Demonstration	Ja	Ja	w	4.500
B-DSM	25 - 2.500	10 - 20	bis 82	0,14 - 0,3	Gut - Sehr gut	Demonstration	Ja	Ja	s/w	4.500
B-HLT	200 - 1.800	13 - 24	65 - 70	0,23 - 0,6	Gut - Sehr gut	Demonstration	Ja	Ja	s/w	4.500

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

Tabelle 5-1: Gegenüberstellung technischer Kenngrößen (Teil 1)

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

Dezentrale Erzeugungstechnologien	Technische Kenngrößen (Teil 2)									
	Teillastverhalten	Anlaufzeit [min]	Lebensdauer [a]	Wartungsintervalle [h]	Verfügbarkeit [%]	Notstromfähig	Schwarzstartfähig	Inselbetriebsfähig	Umrichter	Generatortyp
DT mit GDT	Gut	> 60		3 h/Wo	99	Nein	Nein	Ja	Nein	Syn.
DT mit EKT	Gut	> 60		3 h/Wo	99	Nein	Nein	Ja	Nein	Syn.
GT mit WRG	Schlecht	10-60	15 - 20	> 4.000	> 95	Nein	(Nein) Ja	Ja	Nein	Syn.
GT als Cheng-Cycle (STIG)	Schlecht	10-60	15 - 20	> 4.000	> 95	Nein	(Nein) Ja	Ja	Nein	Syn.
GT als HAT										
MGT	Gut	1 - 10	5 - 10	> 4.000	> 95	Ja	Nein	Ja	Ja	Syn./Asyn.
GuD mit GDT			15 - 25	1x /Wo	77 - 85	Nein	Nein	Ja	Nein	Syn.
GuD mit EKT			15 - 25	1x /Wo	77 - 85	Nein	Nein	Ja	Nein	Syn.
GM	Sehr gut	0,4	15	600 - 2.000	92 - 97	Ja	Ja	Ja	Nein	Syn.
DM	Sehr gut	0,2	15	600 - 2.000	90 - 95	Ja	Ja	Ja	Nein	Syn.
DKM	Sehr gut		25	1x / Tag		Nein	Nein	Ja	Nein	
ORC	Sehr gut		20	4 h/Wo	80 - 90	Nein	Nein	Ja	Nein	Asyn.
BZ	Sehr gut	5 - >60			85 - 90	Nein	Nein	Ja	Ja	
STM	Neutral	8	15	bis 8.000		Nein	Nein	Ja	Ja/Nein	Asyn.
DSM	Sehr gut	3 - 4		3 h/Wo						
HLT		> 60								
Erneuerbare Energien										
WKA	Sehr gut	0,2 - 10	30 - 80	> 4.000	99	Ja	Ja	Ja	Nein	Syn./Asyn.
PV		0,1	25	~ 16.000	97	Ja	Ja	Ja	Ja	
WEA		1	20 - 25	> 4.000	> 97	Nein	Ja/Nein	Ja	Ja/Nein	Syn./Asyn.
Regenerativ-befeuerte KWK - Prozesse										
GTH (siehe ORC u. B-ORC)										
B-DT	Gut	0,2		3 h/Wo		Ja	Nein	Ja	Nein	Syn.
B-GT	Schlecht	> 60		> 4.000	94 - 97	Nein	Nein	Ja	Nein	Syn.
B-GM	Sehr gut			1 - 2 h/Tag		Ja	Ja	Ja	Nein	Syn.
B-DM	Sehr gut			1 - 2 h/Tag		Ja	Ja	Ja	Nein	Syn.
B-DKM	Sehr gut			1x / Tag		Nein	Nein	Ja	Nein	
B-ORC	Sehr gut			4 h/Wo	80 - 90	Nein	Nein	Ja	Nein	Asyn.
B-BZ										
B-STM	Neutral	8				Nein	Nein	Ja	Ja/Nein	Asyn.
B-DSM	Sehr gut	3 - 4				Nein	Nein	Ja	Nein	Syn./Asyn.
B-HLT		> 60				Nein	Nein	Ja	Nein	Syn.

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

Tabelle 5-2: Gegenüberstellung technischer Kenngrößen (Teil 2)

5.1.2 Wirtschaftliche und ökologische Kenngrößen

In diesem Abschnitt erfolgt die Gegenüberstellung der wirtschaftlichen und ökologischen Kenngrößen der untersuchten Technologien. Die angegebenen Werte sind Ergebnisse von Recherchen. Sie wurden aus realisierten Anlagen abgeleitet oder stammen aus Auskünften von Produzenten, Entwicklern und Institutionen. Würde man die Anzahl der Untersuchungsquellen erhöhen, könnten sich an den Randwerten der angegebenen Daten eventuell noch Änderungen ergeben. Die angegebenen Werte sind daher in erster Linie als typische Richtwerte für die jeweiligen Technologien zu verstehen. Es ist nicht ausgeschlossen, dass es Anlagen mit Abweichungen zu diesen Richtwerten gibt oder geben kann. Durch zukünftige Weiterentwicklungen können sich Änderungen (Verbesserungen) ergeben, was insbesondere für die derzeit in Entwicklung befindlichen Biomasse-KWK-Technologien sowie erneuerbaren Energien von Relevanz sein kann.

Die angegebenen wirtschaftlichen und ökologischen Werte für diese Technologien basieren daher entweder auf bereits vorhandenen Prototyp-Anlagen oder auf theoretischen Anlagenkonzeptionen.

Dezentrale Erzeugungstechnologien	Wirtschaftliche- und ökologische Kenngrößen					
	Emissionen [mgNO _x /Nm ³]	Lärm [dBA]	Investitionskosten [€/kW _{el}]	Stromgestehungskosten [Cent/kW _{el}]	Betriebs- und Wartungskosten [Cent/kW _{el}]	Einspeisetarif [Cent/kW _{el}]
Fossil-befeuerte KWK - Prozesse						
DT mit GDT	450-600	~ 94	700 - 1.800	2,5 - 12,0	0,2 - 1,5	
DT mit EKT	450-600	~ 94	700 - 1.800	2,5 - 12,0	0,2 - 1,5	
GT mit WRG		Laut	800 - 1.800	3 - 8	0,4 - 1,0	
GT als Cheng-Cycle (STIG)		Laut	800 - 1.800	3 - 8	0,4 - 1,0	
GT als HAT						
MGT	82	< 77	500 - 1.100	3 - 5	1 - 2	
GuD mit GDT	25		450 - 950		0,5 - 1	
GuD mit EKT	25		450 - 950		0,5 - 1	
GM		Laut	600 - 1.600	4,5 - 8,0	0,5 - 2,0	
DM		Laut	340 - 1.000	4,5 - 8,0	0,5 - 2,0	
DKM		95	1.500		1 - 1,5	
ORC	250 - 400	80	2.500	5 - 12	~ 1,0	
BZ		~ 60	1.000 - 5.000			
STM	80	<60	1.500 - 1.800	7 - 11	0,5 - 1,5	
DSM	50 - 500	90	1.600		0,5 - 1	
HLT	200 - 500	Laut	2.300			
Erneuerbare Energien						
WKA	0		2.500 - 5.000	3 - 19	0,4 - 3	3,15-6,25
PV	0		5.000 - 6.500	60 - 90	3 - 5	47 - 60
WEA	0		900 - 1.200	7 - 10	1,2 - 2,4	7,8
Regenerativ-befeuerte KWK - Prozesse						
GTH (siehe ORC u. B-ORC)						7,0
B-DT		Laut	1.400	6,0	1,25	
B-GT			3.000	11	2,5	
B-GM			2.200	10	4	
B-DM			2.200	10	4	
B-DKM		95	1.600	7	1,7	
B-ORC		80	2.300	8	1,5	
B-BZ						
B-STM		<60	2.400	11,5	5	
B-DSM		90	1.600	6	1,5	
B-HLT		S. laut	3.000	13	4	

Tabelle 5-3:Gegenüberstellung wirtschaftlicher und ökologischer Kenngrößen

5.1.3 Graphische Gegenüberstellung

Die graphische Darstellung erfolgt für folgende ausgewählte Kenngrößen:

- Prognostizierbarkeit
- Technologieentwicklungsstand
- Elektrische Nennleistung/Engpassleistung/Dauerleistung
- Maximale Jahresvolllaststunden
- Elektrischer (Anlagen-)Wirkungsgrad
- Gesamtwirkungsgrad/Brennstoffausnutzungsgrad
- Stromkennzahl
- (Zeit-)Verfügbarkeit
- Notstrom-/Schwarzstart-/Inselbetriebsfähigkeit
- Investitionskosten
- Stromgestehungskosten
- Betriebs- und Wartungskosten

Die Visualisierung dieser Kriterien dient der einfacheren und übersichtlicheren Darstellung der wesentlichen Unterscheidungen der einzelnen Erzeugungstechnologien untereinander.

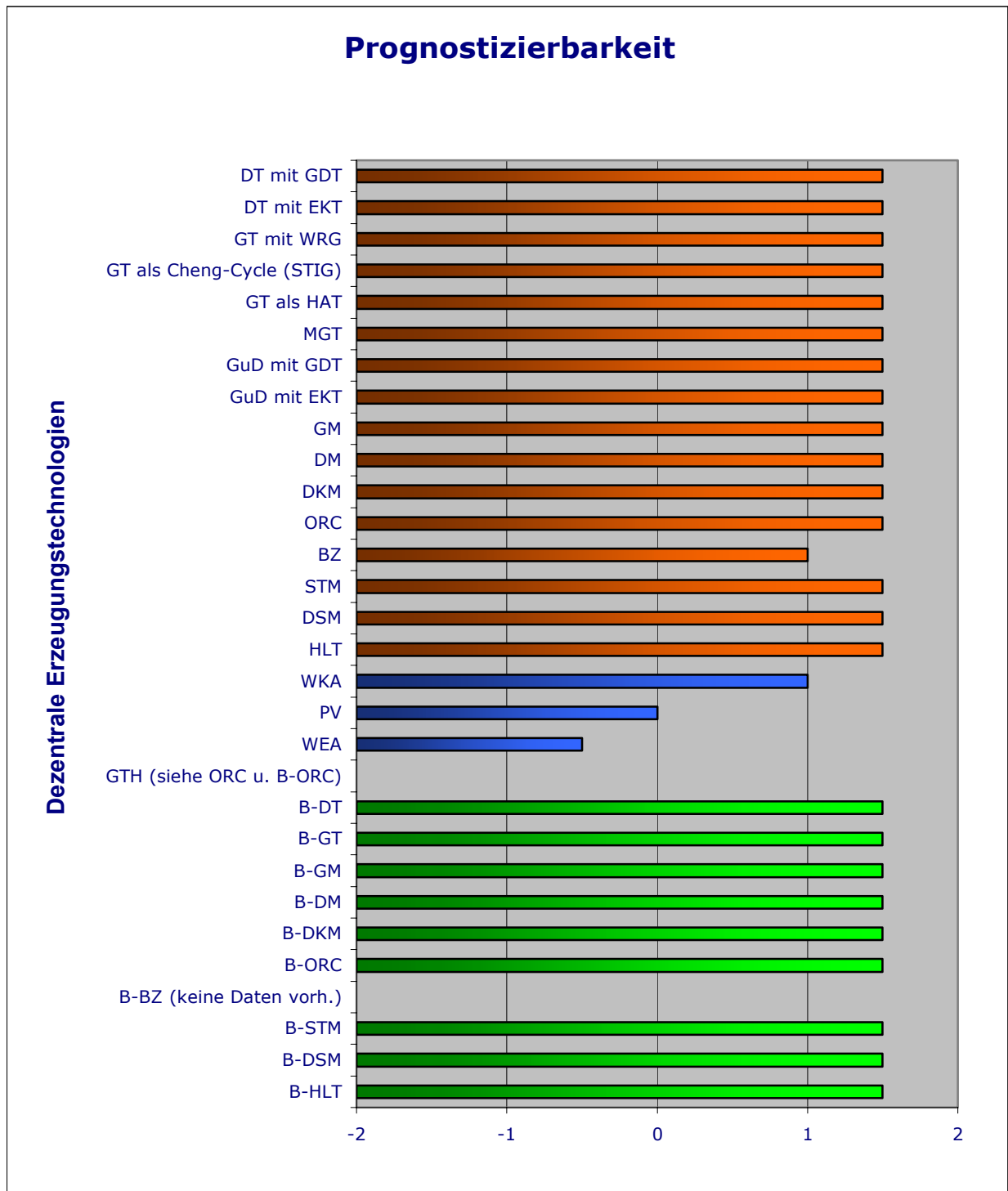


Abbildung 5-1: Prognostizierbarkeit

Die Skalierung der Prognostizierbarkeit erfolgt nach den Werten -2 (sehr schlecht), -1 (schlecht), 0 (neutral), 1 (gut) und 2 (sehr gut). In der Prognostizierbarkeit sind deutliche Nachteile der erneuerbaren Energien (insbesondere der Windenergie und Photovoltaik) zu den Fossil- als auch Regenerativ-befeuerten KWK-Prozessen erkennbar.

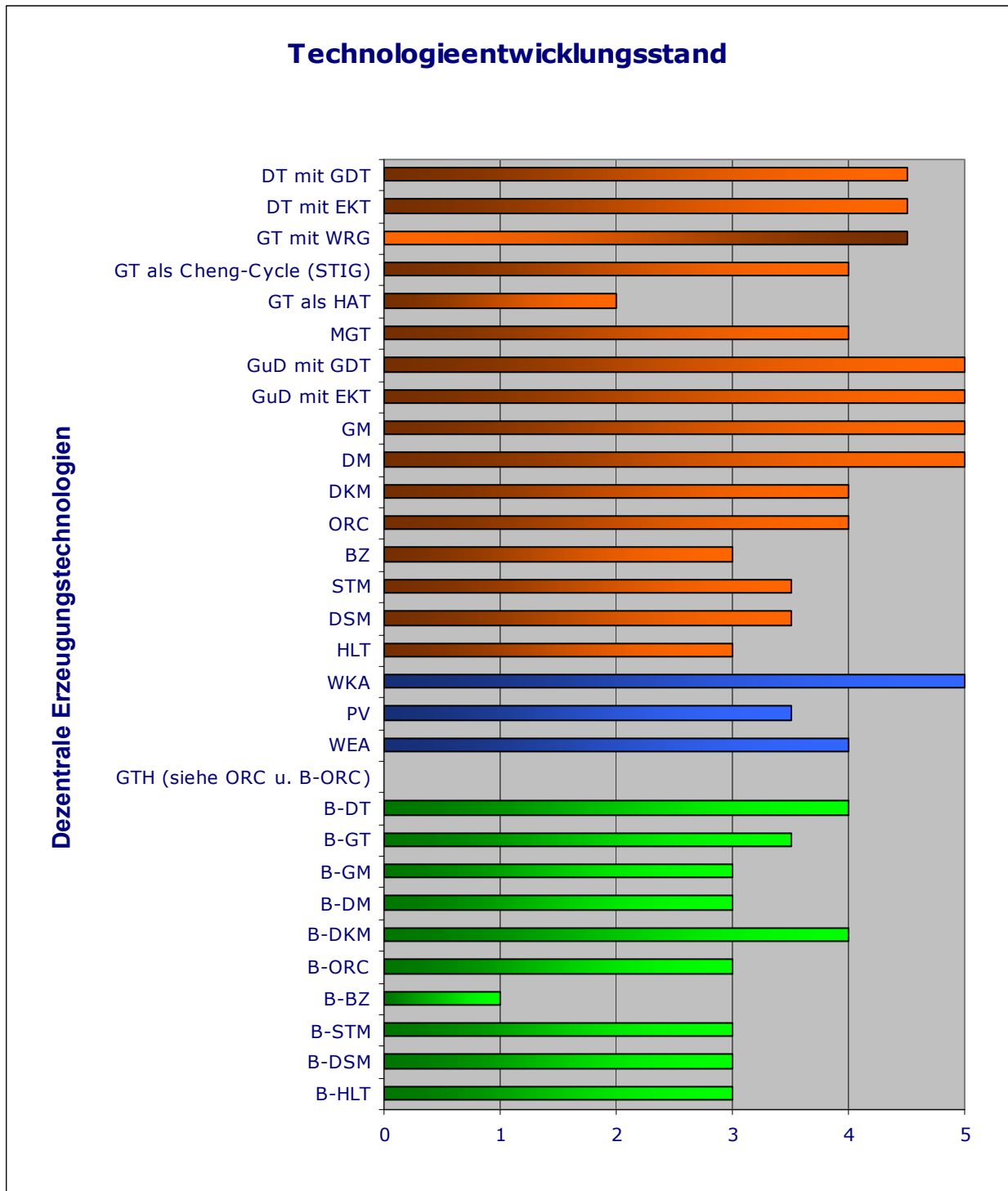


Abbildung 5-2: Technologieentwicklungsstand

Die Skalierung des Technologieentwicklungsstandes erfolgt nach den Werten 1 (Laborstadium), 2 (Pilotstadium), 3 (Demonstrationsstadium), 4 (Marktreife) und 5 (Marktdurchdringung). Die gängigen fossil-befeuerten KWK-Prozessen weisen den höchsten Entwicklungsgrad aller Erzeugungstechnologien auf, gefolgt von den erneuerbaren Energien und den regenerativ-befeuerten KWK-Prozessen.

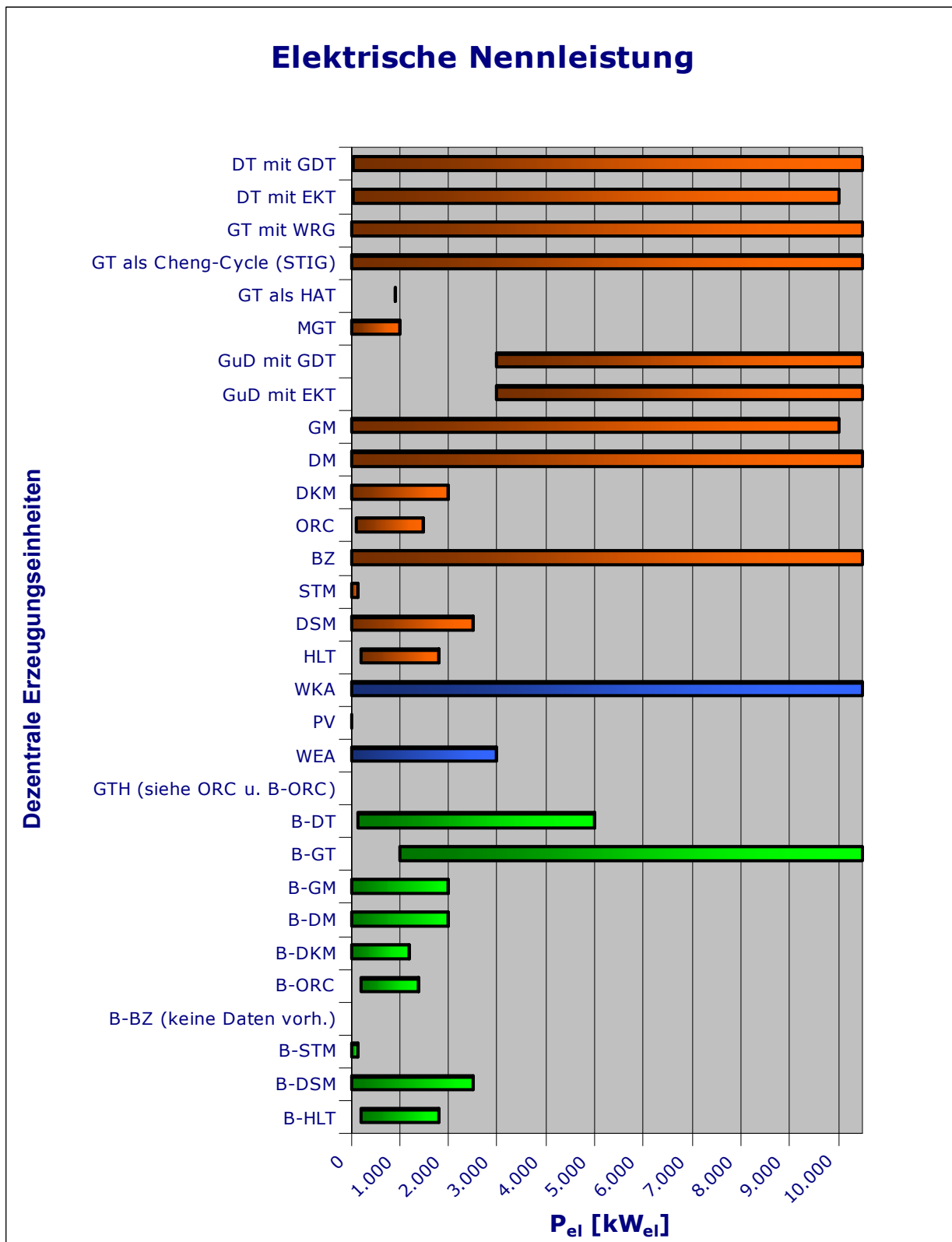


Abbildung 5-3: Elektrische Nennleistung

Die Unterschiede der el. Nennleistung zwischen den Erzeugungstechnologien, auch innerhalb einer Gruppe, sind enorm. Es kann jedoch gesagt werden, dass jene Technologien mit dem höchsten Entwicklungsstand auch den größten Nennleistungsbereich aufweisen bzw. bei regenerativ-befeuerten KWK-Prozessen geringere Leistungen möglich sind.

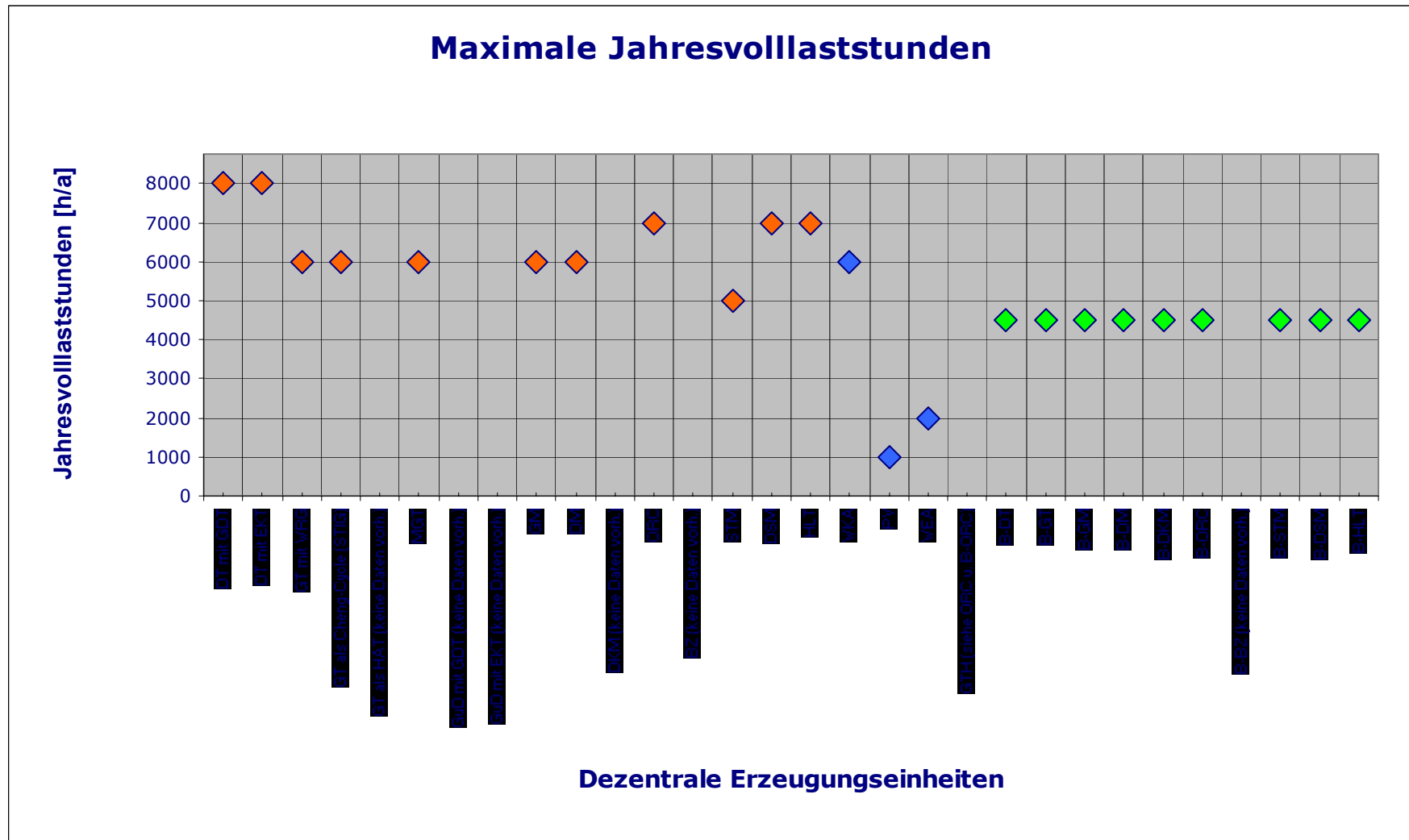


Abbildung 5-4: Maximale Jahresvolllaststunden

Die besten Jahresvolllaststundenzahlen erreichen die fossil-befeuerten KWK-Prozesse sowie die Wasserkraft. Sehr einheitlich auf gutem Niveau gestalten sich die regenerativ-befeuerten KWK-Prozesse. Am Ende der Skala befinden sich Photovoltaik und Windenergie.η

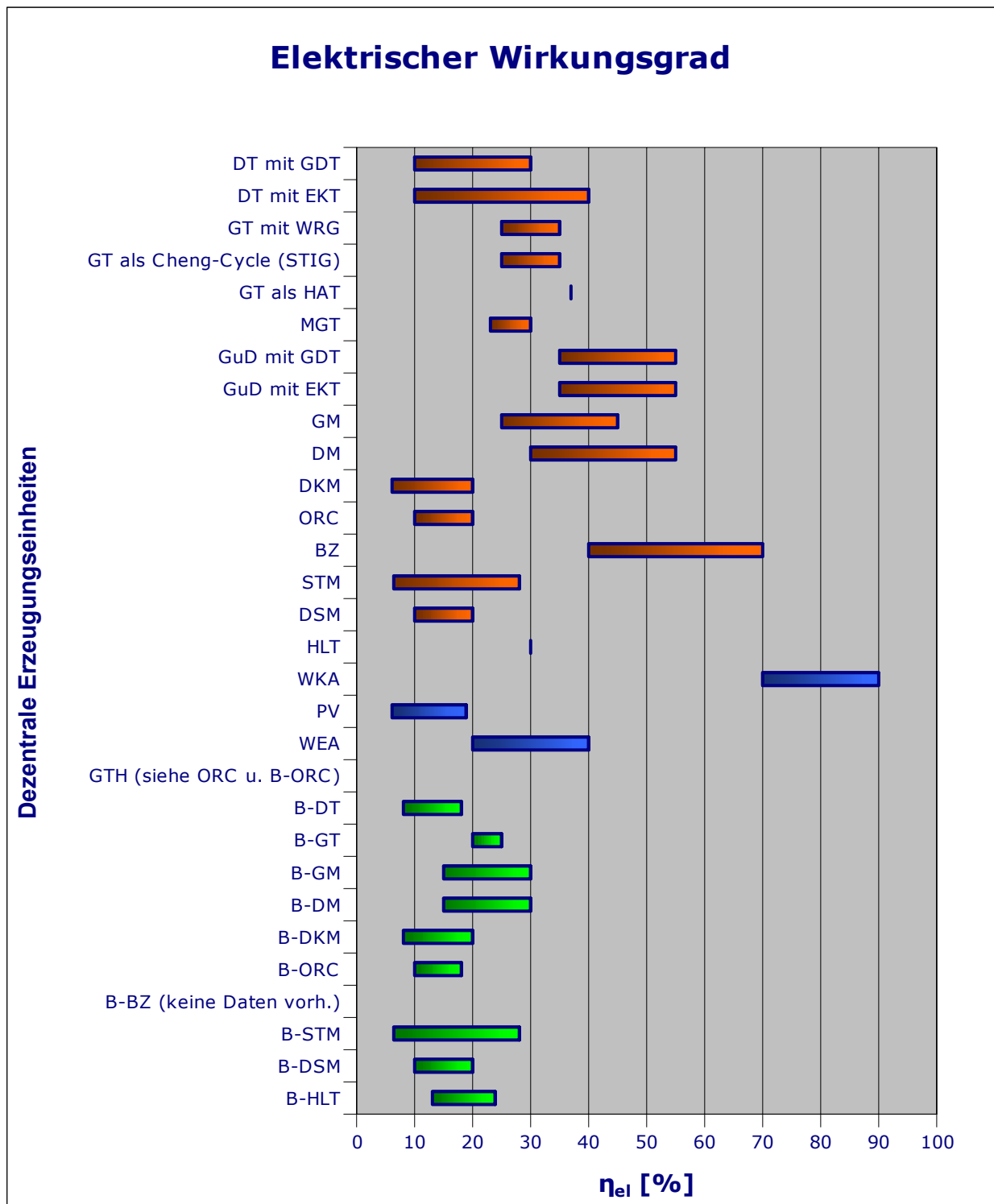


Abbildung 5-5: Elektrischer (Anlagen-)Wirkungsgrad

Mit Abstand den besten el. Wirkungsgrad weisen Wasserkraftanlagen auf (70-90 %), gefolgt von der Brennstoffzelle und den GuD-Prozessen. Die niedrigsten Wirkungsgrade werden derzeit mit der Photovoltaik sowie den regenerativ-befeuerten KWK-Prozessen erzielt. Prinzipiell ist ein Vergleich von (el.) Wirkungsgraden nur zwischen gleichen Technologien (z.B. Thermische Kraftwerke) sinnvoll. → siehe Artikel

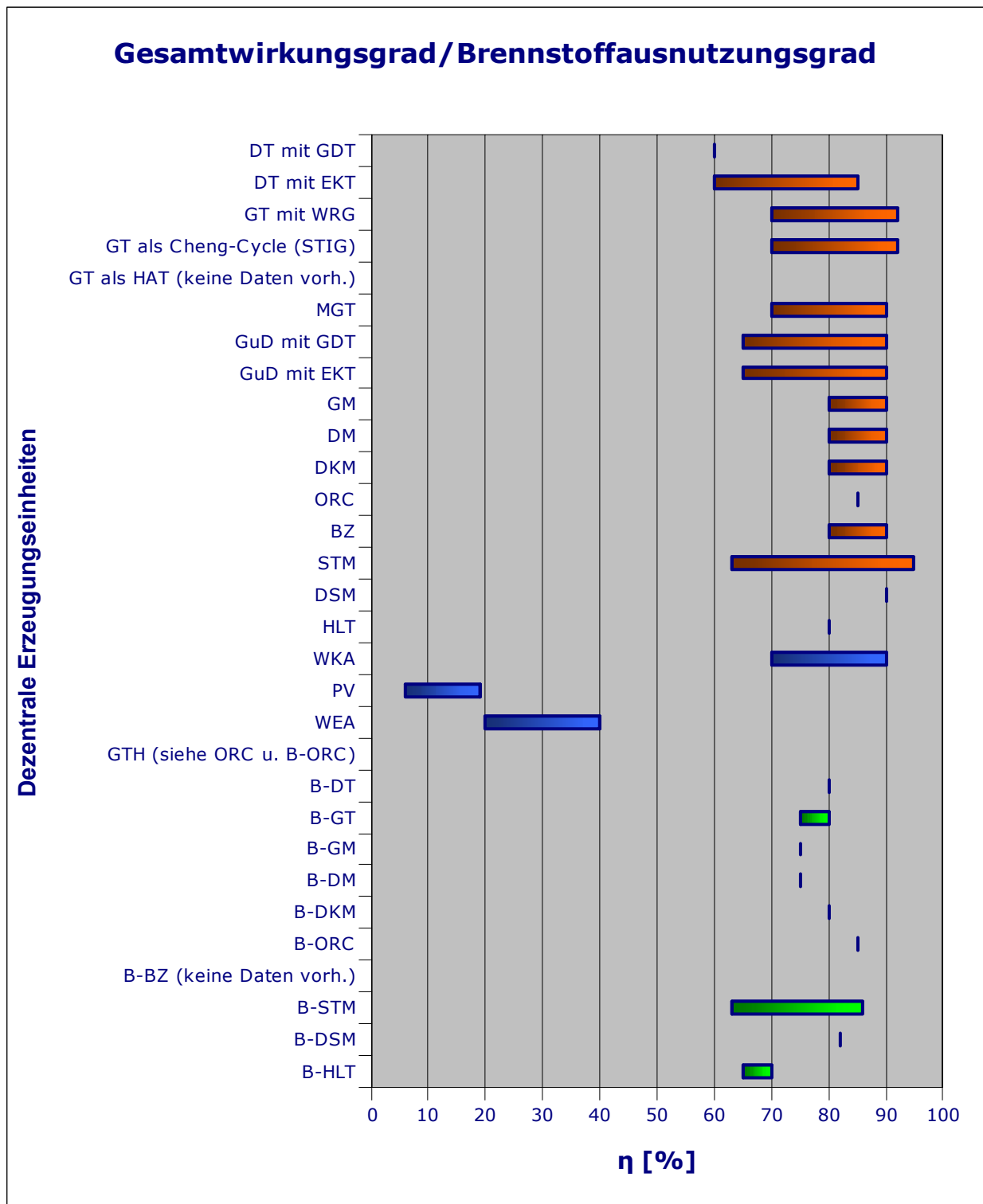


Abbildung 5-6: Gesamtwirkungsgrad/Brennstoffausnutzungsgrad

Auffallend bei den Gesamtwirkungsgraden sind einerseits die Konkurrenzfähigkeit der regenerativ-befeuerten KWK-Prozesse mit den fossil-befeuerten KWK-Prozessen, andererseits die große Differenz von Photovoltaik- und Windenergieanlagen zu den anderen Erzeugungstechnologien, da diese nicht die Fähigkeit besitzen Strom und Wärme auszukoppeln. Prinzipiell ist ein Vergleich von (el.) Wirkungsgraden nur zwischen gleichen Technologien (z.B. Thermische Kraftwerke) sinnvoll. → siehe Artikel

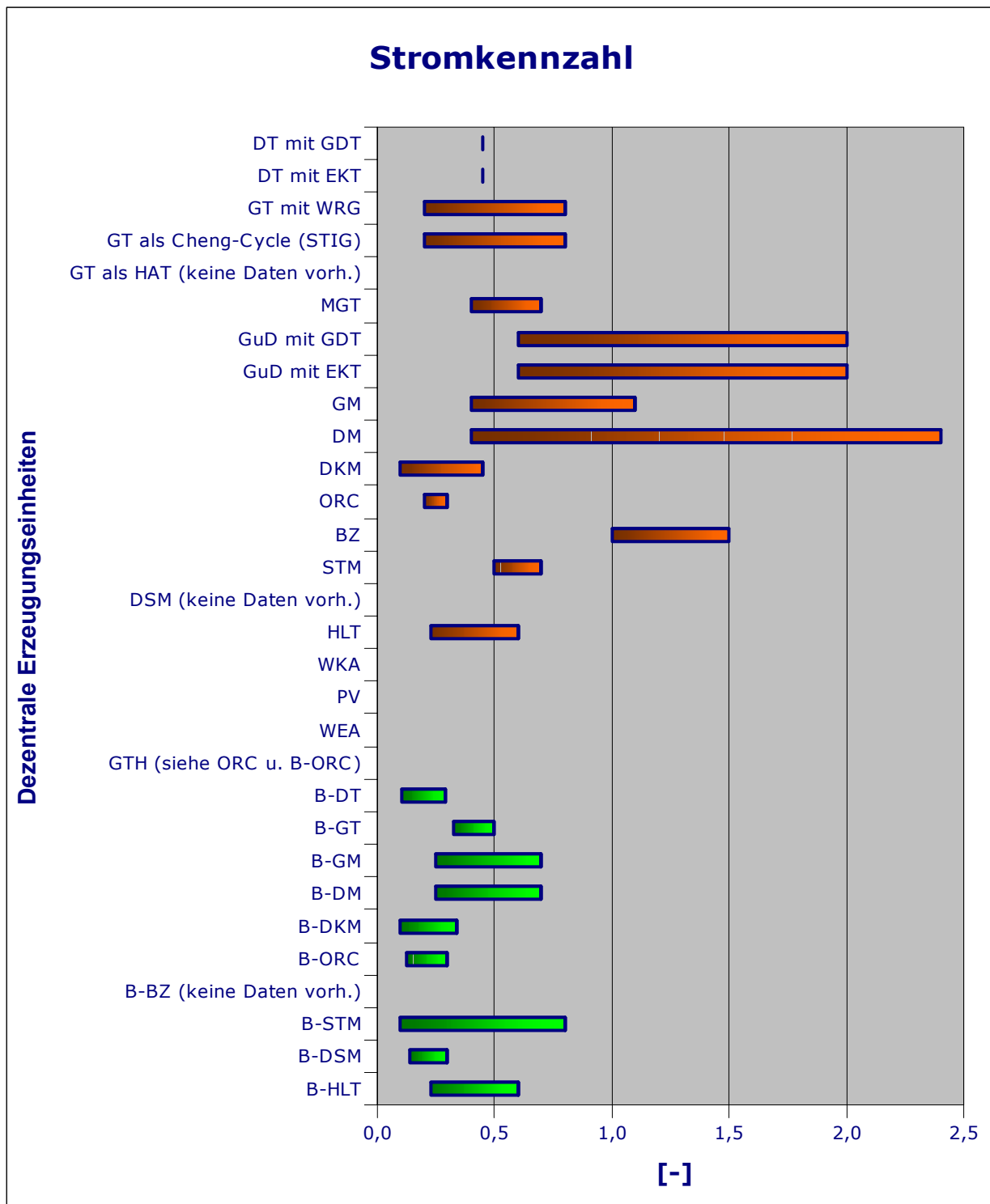


Abbildung 5-7: Stromkennzahl

Weist eine Erzeugungstechnologie eine große Bandbreite auf (z.B. GuD-Prozesse, Dieselmotoren, Biomasse-Stirlingmotoren), kann dies als vorteilhaft angesehen werden, da diese eine sehr flexible Betriebsführung hinsichtlich strom- und wärmegeführten Betrieb kennzeichnet.

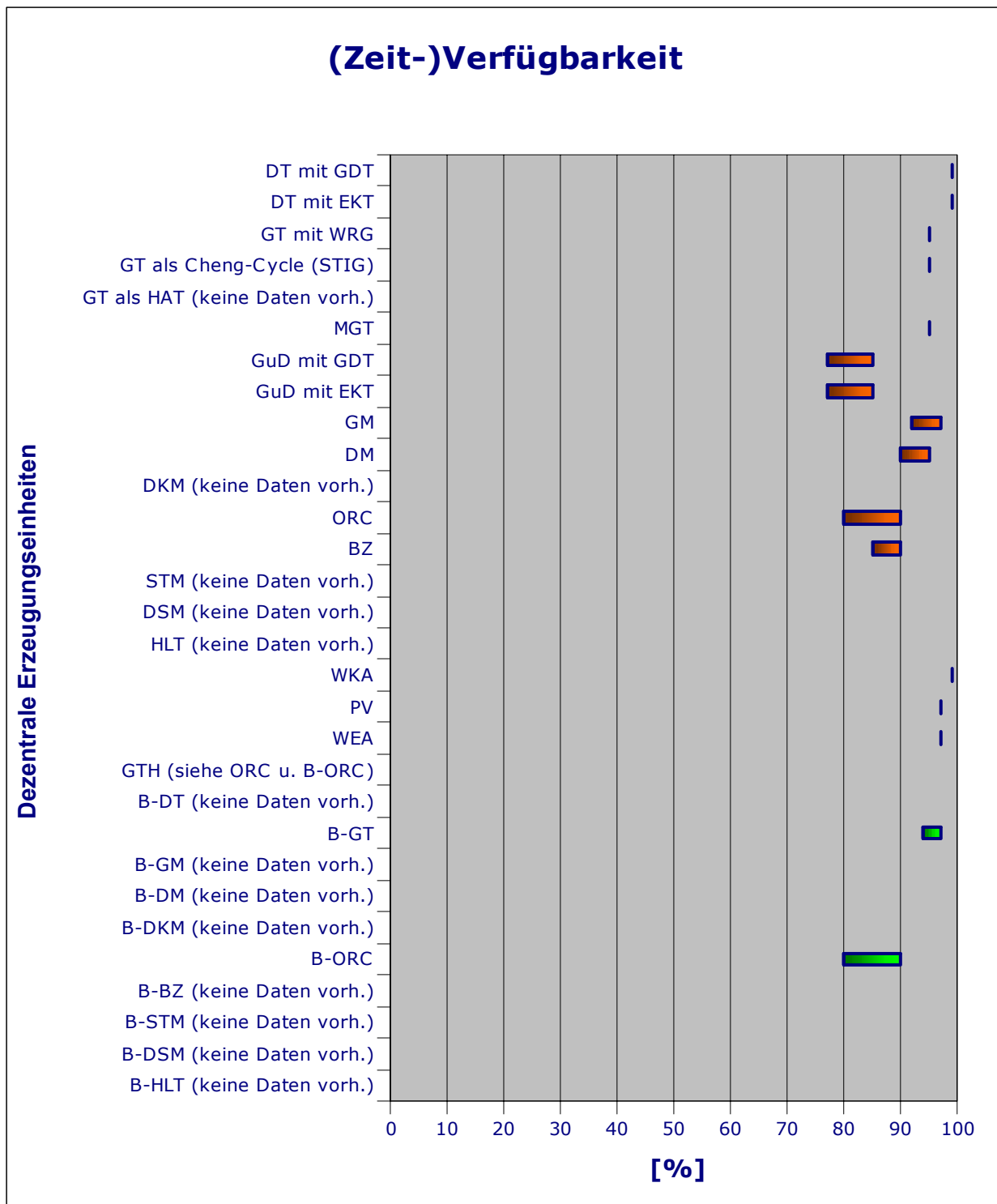


Abbildung 5-8: (Zeit-)Verfügbarkeit

Dampfturbinen- sowie Wasserkraftwerke haben mit nahezu 100 % Verfügbarkeit äusserst selten nicht-planmäßige Stillstände und zählen somit zu den sichersten Erzeugungstechnologien. Ebenfalls sehr gut liegen Gasturbinen-, Gas- und Dieselmotorprozesse sowie Windenergie- und PV-Anlagen. Für die fossil-befeuerten KWK-Prozesse konnten nicht genügend Werte für eine konkrete Aussage ermittelt werden.

Notstrom-/Schwarzstart-/Inselbetriebsfähigkeit			
	Notstrom	Schwarzstart	Inselbetrieb
DT mit GDT	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
DT mit EKT	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
GT mit WRG	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
GT als Cheng-Cycle (STIG)	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
GT als HAT (keine Daten vorh.)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
MGT	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
GuD mit GDT	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
GuD mit EKT	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
GM	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
DM	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
DKM	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
ORC	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
BZ	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
STM	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
DSM (keine Daten vorh.)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
HLT (keine Daten vorh.)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
WKA	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
PV	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
WEA	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
GTH (siehe ORC u. B-ORC)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
B-DT	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
B-GT	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
B-GM	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
B-DM	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
B-DKM	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
B-ORC	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
B-BZ (keine Daten vorh.)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
B-STM	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
B-DSM	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
B-HLT	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

Tabelle 5-4: Notstrom-/Schwarzstart-/Inselbetriebsfähigkeit

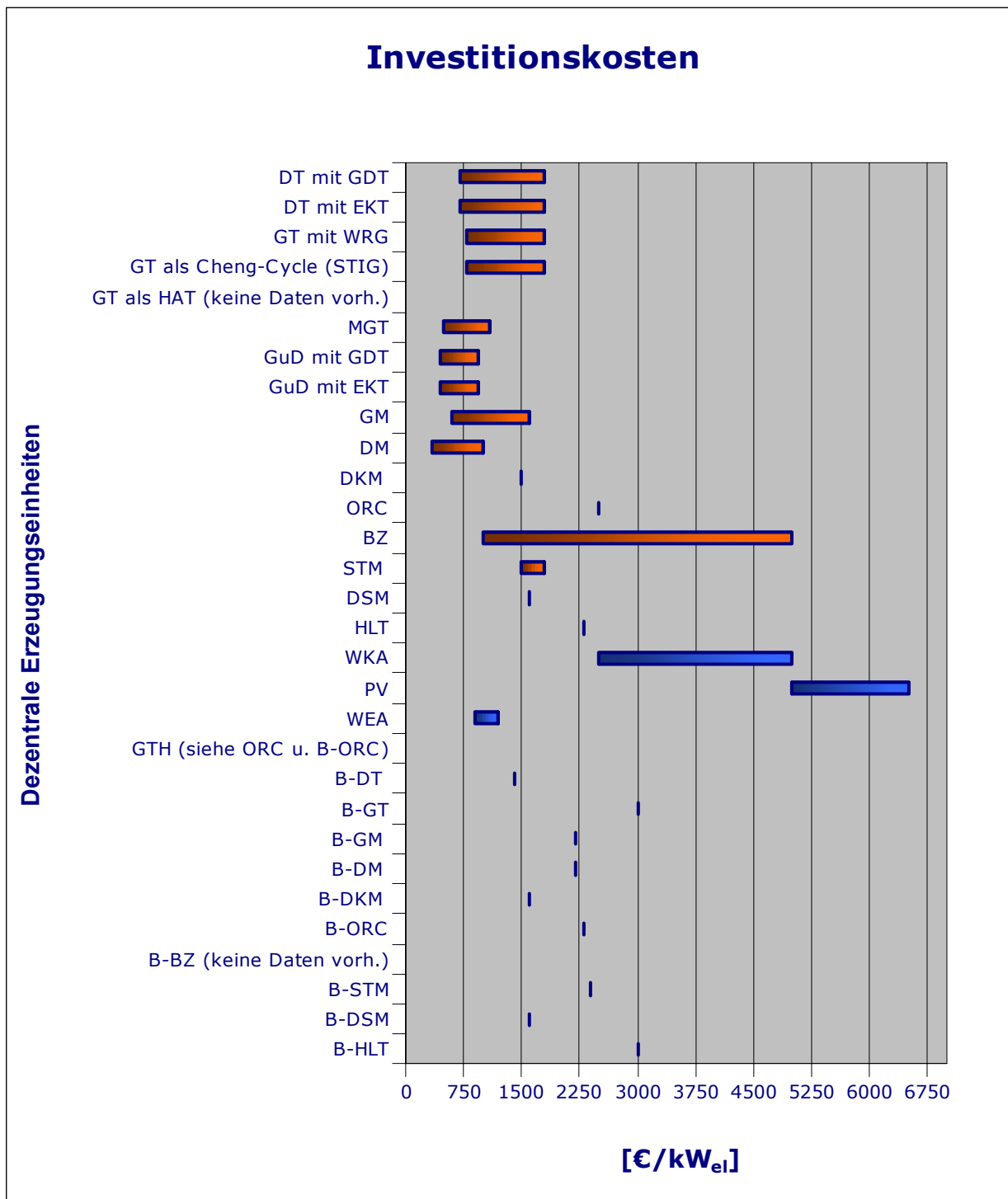


Abbildung 5-9: Investitionskosten

Ein Vergleich der Investitionskosten von fossil-befeuerten zu regenerativ-befeuerten KWK-Prozessen ist in diesem Fall nicht zielführend, da bei letzteren nur die (Mehr-)Kosten für den Stromerzeugungsanteil angeführt sind, während die Investitionskosten der fossil-befeuerten KWK-Prozesse sowohl den Stromerzeugungs- als auch den Wärmeerzeugungsanteil beinhalten. Die höchsten Investitionskosten weisen PV-Anlagen, Wasserkraftanlagen und Brennstoffzellen auf, die niedrigsten der Dieselmotorprozess sowie die GuD-Prozesse.

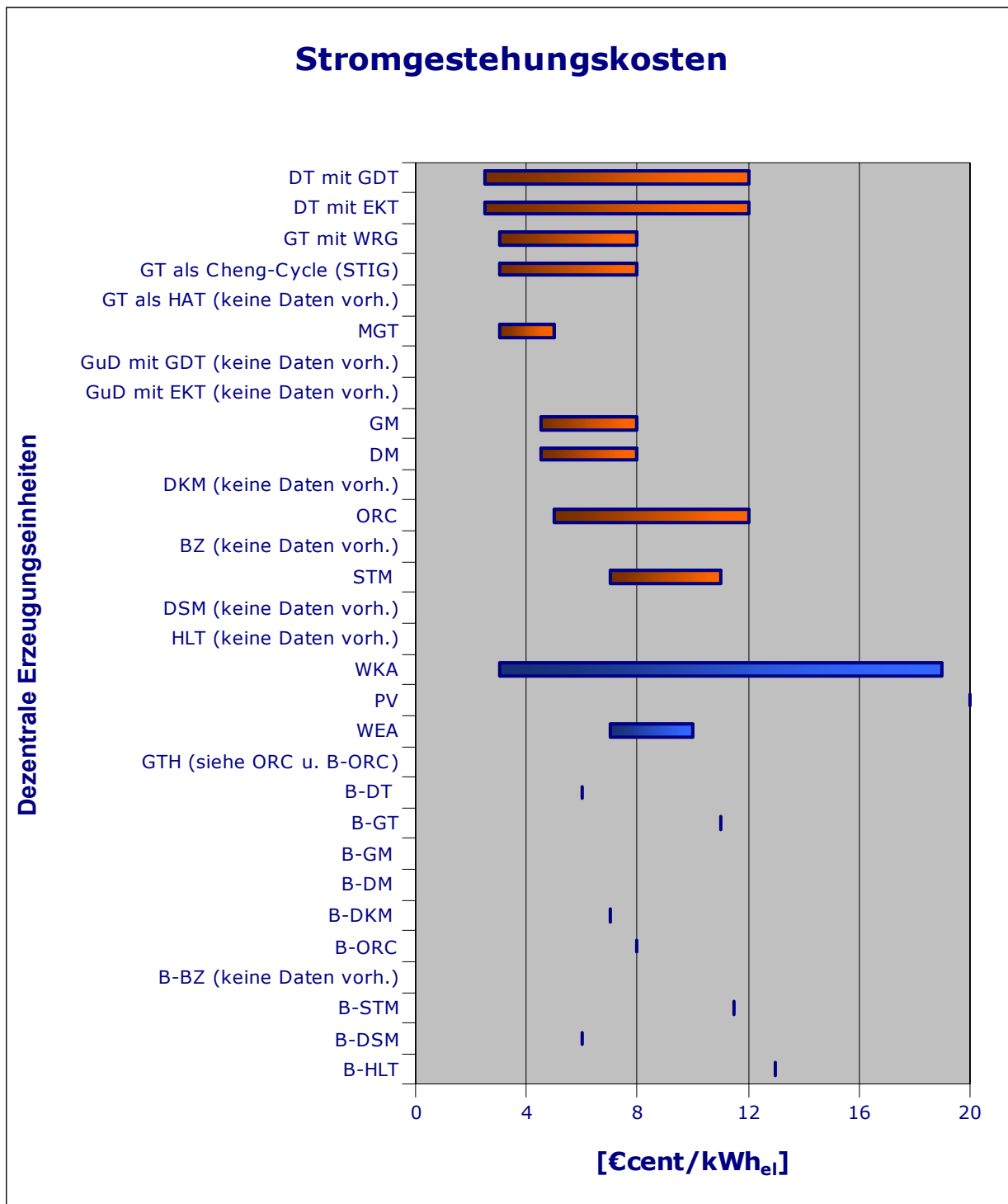


Abbildung 5-10: Stromgestehungskosten

Die bei der Photovoltaik anfallenden Stromgestehungskosten von 60 – 90 €/cent/kWh_{e1} lassen sich in der abgebildeten Skala nicht mehr darstellen. Neben PV-Anlagen weisen WKA und regenerativ befeuerte KWK-Prozesse die höchsten Stromgestehungskosten auf. Die niedrigsten lassen sich mit Dampfturbinen-, Gasturbinen- und Wasserkraftwerken erzielen.

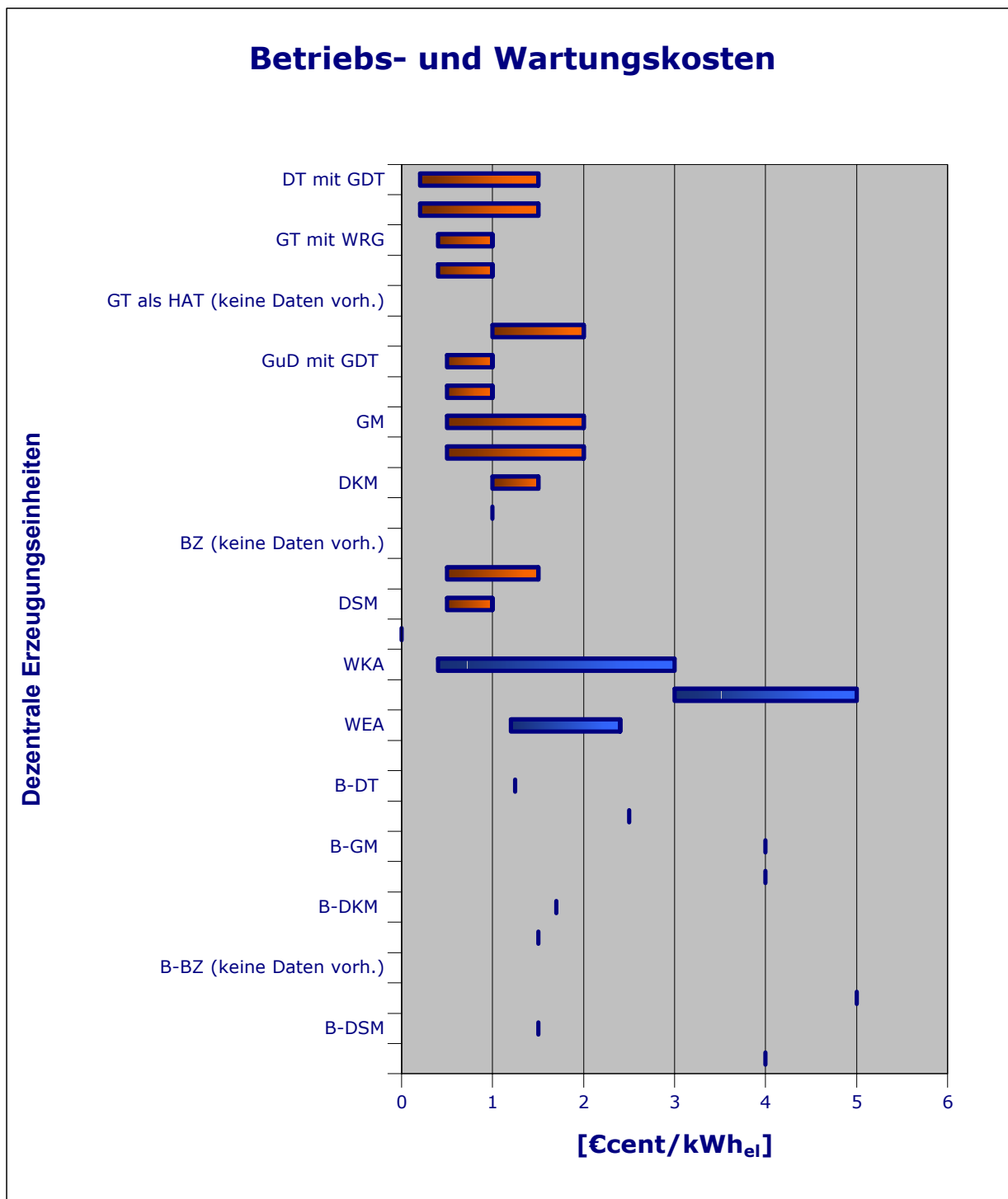


Abbildung 5-11: Betriebs- und Wartungskosten (B & W)

PV-Anlagen weisen nicht nur die höchsten Investitionskosten, sondern auch die höchsten Betriebs- und Wartungskosten auf, gefolgt von den regenerativ-befeuerten KWK-Prozessen. Die niedrigsten B & W-Kosten weisen wiederum Dampfturbinen- und Wasserkraftwerke auf.

6 Zusammenfassung

Die in dieser Arbeit durchgeführten Beschreibungen und Darstellungen von den in Österreich theoretisch einsetzbaren dezentralen Stromerzeugungseinheiten zeigen deutlich die Schwierigkeiten aufgrund der sehr unterschiedlichen Eigenschaften der einzelnen Technologien auf.

Der für die Beschreibung der Erzeugungstechnologien geschaffene einheitliche Kriterienkatalog beinhaltet einen großen Umfang an technischen, ökologischen und wirtschaftlichen Kriterien und Kenngrößen. Diese Begriffe wurden anhand fundierter Definitionen eindeutig bestimmt, um die Einheitlichkeit der gesammelten Daten und Informationen zu garantieren.

Weiters muss angeführt werden, dass der 100%ige Ausfüllungsgrad des Kriterienkataloges für eine Erzeugungstechnologie als ein sehr ambitioniertes Ziel zu sehen ist und aufgrund der vielseitigen Kriterien kaum zu erfüllen war bzw. ist. So konnten die im Kriterienkatalog unter dem Teil 2 "Betriebliche (Leistungs-)Daten" angeführten Kenngrößen kaum beantwortet werden, was dadurch zu erklären ist, dass Betriebsdaten meist nur von einem konkreten Beispiel einer Erzeugungseinheit erhältlich sind, aber nicht von einer Erzeugungstechnologie.

Trotz des Fehlens einiger Punkte konnten doch die wichtigsten Eigenschaften und Charakteristiken für jede Erzeugungstechnologie herausgefiltert und beschrieben werden, sodass eine anschließende Gegenüberstellung erfolgen konnte.

Diese Gegenüberstellung führt die Informationen aus den sehr umfangreichen Kriterienkatalogen zusammen. Hierdurch konnten ausgewählte technische, wirtschaftliche und ökologische Kenngrößen aus den Kriterienkatalogen in tabellarischer Form dargestellt werden.

Der Leser hat somit die wichtigsten Kriterien der einzelnen dezentralen Erzeugungseinheiten in kompakter Form vorliegen. Er hat dadurch die Möglichkeit die Unterschiede sowie Vor- und Nachteile der einzelnen Technologien zu erkennen und daraus Nutzen zu ziehen.

7 Literaturverzeichnis

- [1] Europäische Union: RICHTLINIE 2003/54/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG. Brüssel, Juni 2003
- [2] Karl, Jürgen: Dezentrale Energiesysteme. München – Oldenbourg Verlag, 2004
- [3] Energie-Control GmbH: Beschreibung Dezentral für Diplomand – Projektziele. Wien, 2004-03-30
- [4] Europäische Union: RICHTLINIE 2001/77/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES ZUR FÖRDERUNG DER STROMERZEUGUNG AUS ERNEUERBAREN ENERGIEQUELLEN IM ELEKTRIZITÄTSBINNENMARKT. Brüssel, Sept. 2001
- [5] Europäische Union: RICHTLINIE 2003/87/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates. Brüssel, Okt. 2003
- [6] Wimmer, Johann: Skriptum – Technology Assessment (Technologiefolgenabschätzung). Linz, März 2004
- [7] Quaschnig, Volker: Fortschritt-Berichte VDI – Systemtechnik einer klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland für das 21. Jahrhundert. Düsseldorf – VDI Verlag, 2000
- [8] Kaltschmitt, Martin; Wiese, Andreas: Erneuerbare Energieträger in Deutschland. Berlin – Springer Verlag, 1993
- [9] Neubarth, Jürgen; Kaltschmitt, Martin: Erneuerbare Energien in Österreich. Wien – Springer Verlag, 2000
- [10] Nakićenović, Nebojša: Erneuerbare Energie, Potentiale, Möglichkeiten und Strategien – 41. Fachtagung der ÖVE. Salzburg, November 2003
- [11] Letouzé, G.: Erdöl- Erdgasdaten (Österreich und weltweit). Wien, 2003
- [12] Homepage „Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe“; Quelle: <http://www.bgr.de/aktthema/enerstud/vorwortkl.html>, 24.07.2004
- [13] Homepage „Netzwerk Öko-Energie Steiermark“; Quelle: <http://wissen.noest.or.at/noest/widb.jsp>, 25.07.2004
- [14] Homepage „Interessengemeinschaft Windkraft Österreich“; Quelle: <http://www.igwindkraft.at/>, 25.07.2004
- [15] Haas, R.; Berger, M.; Kranzl, L.: Strategien zur weiteren Forcierung erneuerbarer Energieträger in Österreich unter besonderer Berücksichtigung des EU-Weißbuches für erneuerbare Energien und der Campaign for Take-Off. TU-Wien, Juli 2001

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

- [16] Obernberger, Ingwald; Hammerschmid, Alfred: Dezentrale Biomasse-Kraft-Wärme-Kopplungstechnologien. TU-Graz – dbv Verlag, 1999
- [17] Energie-Control GmbH: Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen - Teil A: Allgemeines, Begriffsbestimmungen, Quellenverweis. Wien, 2004 – Version 1.2
- [18] Homepage „Net-Lexikon“; Quelle: <http://www.net-lexikon.de/>, 07.06.2004
- [19] Khartchenko, Nikolai Vassilievich: Umweltschonende Energietechnik. Würzburg – Vogel Verlag, 1997
- [20] 143. Bundesgesetz: Bundesgesetz, mit dem die Organisation auf dem Gebiet der Elektrizitätswirtschaft neu geregelt wird (Elektrizitäts- und –organisationsgesetz – ELWOG) (NR: GP XX RV 1108 AB 1305 S. 133 BR: AB 5732 S. 643). Wien, § 7., Stand: 23. August 2002
- [21] Arbeitsgemeinschaft Fernwärme e.V. (AGFW): STRATEGIEN UND TECHNOLOGIEN EINER PLURALISTISCHEN FERN- UND NAHWÄRMEVERSORGUNG IN EINEM LIBERALISIERTEN ENERGIEMARKT UNTER BESONDERER BERÜCKSICHTIGUNG DER KRAFT-WÄRME-KOPPLUNG UND REGENERATIVER ENERGIEN. Frankfurt/M., Juli 2001
- [22] Homepage „Hamburger Bildungsserver“; Quelle: <http://www.hamburger-bildungsserver.de/welcome.phtml?unten=/klima/energie/erw-20.html>, 07.06.2004
- [23] Österreichisches Normungsinstitut: ÖNORM M 7102 - Begriffe der Energiewirtschaft – Elektrizitätswirtschaft. Wien - Österreichisches Normungsinstitut, Ausgabe 2001-09-01
- [24] Schwarz, Wolfgang: Diplomarbeit – Technische und wirtschaftliche Aspekte von Cogeneration-Anlagen in Österreich. Karl-Franzens-Universität Graz, Juni 2003
- [25] Homepage „Uni-Protokolle“; Quelle: http://www.uni-protokolle.de/Lexikon/Thermische_Leistung.html, 20.07.2004
- [26] Homepage „RWE Transportnetz Strom“; Quelle: http://www.rwetransportnetzstrom.de/main_de.aspx?PgId=32&Pg=/glossar.asp, 20.07.2004
- [27] TheiBing, Matthias: Vorlesungsunterlagen – Thermische Energietechnik 1. FH Joanneum Kapfenberg/Infrastrukturwirtschaft, Wintersemester 2002/03
- [28] Hopf, S.; Klarner, J.; Schimmelpfennig, S.; Wegner, T.: Energetische Bewertung von Windkraftanlagen. UTS-Arbeit TU-Berlin, April 2001
- [29] Institut für Thermische Turbomaschinen und Maschinendynamik: Technologie-Portrait Kraft-Wärme-Kopplung. TU-Graz, 2002
- [30] World Alliance for Decentralized Energy (WADE): Guide to decentralized energy technologies. Edinburgh, 2002
- [31] Environmental Protection Agency (EPA): Technology Characterization: Steam Turbines. Washington DC, März 2002

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

- [32] Joerss, W.; Joergensen, B. H.; Loeffler, P.; Morthorst, P.E.; Uytterlinde, M.A.; van Sambeek, E.J.W.; Wehnert, T.; Groenendaal, B.; Marin, M.; Schwarzenboehler, H.; Wagner, M.: Decentralized Generation Technologies; DECENT – Final Report. Berlin, Oktober 2002
- [33] Reisinger; Dulle; Pittermann; (Verbundplan): Distributed Generation versus Central Generation – Final report. August 2002
- [34] Europäische Union: RICHTLINIE 2004/8/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 11. Februar 2004 über die Förderung einer am Nutzwärmebedarf orientierten Kraft-Wärme-Kopplung im Energiebinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 92/42/EWG. Brüssel, Februar 2004
- [35] Homepage „Lund Institute of Technology“; Quelle: <http://www.forbrf.lth.se/combustion-center/gtl.htm>, 27.07.2004
- [36] Pfaffenberger, Wolfgang; Hille, Maren (Bremer Energie-Institut): Investitionen im liberalisierten Energiemarkt: Optionen, Marktmechanismen, Rahmenbedingungen – Abschlussbericht. Bremen, Januar 2004
- [37] Environmental Protection Agency (EPA): Technology Characterization: Gas Turbines. Washington DC, Februar 2002
- [38] EDUCOGEN: The European Educational Tool on Cogeneration – Second Edition. Dezember 2001
- [39] International Energy Agency (IEA): Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets. Paris, 2002
- [40] Wolkerstorfer, Gerhard: Dezentrale Energienutzung mit Brennstoffzellen und Mikrogasturbinen – 7. Symposium Energieinnovation. TU-Graz, 2002
- [41] Simon, Ralf; Schwanhäuser, Matthias: Trends bei Biogasblockheizkraftwerken - neue Verfahren und Techniken der Gasverwertung. FH Bingen, März 2004
- [42] Thon, Michael: Diplomarbeit – Untersuchung einer Mikrogasturbine im Hinblick auf Wirksamkeit und Optimierung des Kraft-Wärme-Kopplungs-Einsatzes. FH Gießen – Friedberg, Juni 2003
- [43] ASUE - Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V.: Mikro-KWK – Motoren, Turbinen und Brennstoffzellen. Kaiserslauten, 2001
- [44] Little, Athur D.: Opportunities for Micropower and Fuel Cell/Gas Turbine Hybrid Systems in Industrial Applications – Volume 1. Cambridge Massachusetts, Jänner 2000
- [45] Yinger, Robert J.: Behavior of Capstone and Honeywell Microturbine Generators during Load Changes. Kalifornien, Juli 2001

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

- [46] Staunton, R. H.; Ozpineci, B.; (Oak Ridge National Laboratory): Microturbine Power Conversion Technology Review. Oak Ridge - Tennessee, April 2003
- [47] Environmental Protection Agency (EPA): Technology Characterization: Reciprocating Engines. Washington DC, März 2002
- [48] Gantner, U.; Jakob, M.; Hirschmann, S.; (PSI): Perspektiven der zukünftigen Strom- und Wärmeversorgung für die Schweiz – Ökologische und ökonomische Betrachtungen. Villigen/Schweiz, August 2001
- [49] Varming, Søren; Gaardestrup, Christian; Nielsen, John Eli; (Sustelnet): Review of Technical Options and Constraints for Integration of Distributed Generation in Electricity Networks. Niederlande, 2001
- [50] Mathias, Arul Joe: Technical analysis of cogeneration projects. Bangkok, März 2004
- [51] Homepage "Polycomp"; Quelle: <http://www.polycomp.cz/page.php?lang=en&f=5pmvs>, 20.07.2004
- [52] ASUE - Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V.: Stationäre Brennstoffzellen – Grundlagen, Einsatzmöglichkeiten, Stand der Technik, Perspektiven. Kaiserslauten, 2000
- [53] Bewag: Fachreport Brennstoffzelle. Berlin Treptow
- [54] Homepage „Die Brennstoffzelle“; Quelle <http://www.dieBrennstoffzelle.de>, 20.06.2004
- [55] Environmental Protection Agency (EPA): Technology Characterization: Fuel Cells. Washington DC, April 2002
- [56] Cambridge Energy Research Associates (CERA): Fuel Cells – A Paradigm Shift or Media Hype. Cambridge/Massachusetts, 1999
- [57] Pehnt, Martin; Ramesohl, Stephan: Fuel cells for distributed power: benefits, barriers and perspectives. Wuppertal, 2003
- [58] Simader, Günther R.: Forschung und technologische Entwicklung (FTE) von Brennstoffzellen für stationäre Energiesysteme und tragbare Kleingeräte. Wien, Oktober 2001
- [59] U.S. Department of Energy: Fuel Cell Handbook (Fifth Edition). West Virginia, Oktober 2000
- [60] Hansen, Ulf; Kautz, Martin: Simulation von extern gefeuerten Gasturbinen (EFGT). Universität Rostock
- [61] Kaltschmitt, M.: Regenerative Energieträger zur Stromerzeugung I. Vorlesungsmanuskript (Version 6.0). Stuttgart - IER (Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung; Fakultät Energietechnik; Universität Stuttgart), 1999

Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

- [62] Informationszentrale der Elektrizitätswirtschaft e.V. (IZE): Die Erneuerbaren. Strom und Wärme aus regenerativen Energien. Frankfurt/Main – Selbstverlag, 1999
- [63] Vischer, D.; Huber, H.: Wasserbau. Berlin – Springer Verlag, 1993
- [64] Meissner, D.: Solarzellen – Physikalische Grundlagen und Anwendung in der Photovoltaik. Braunschweig, 1993
- [65] Schmid, J.: Photovoltaik – Strom aus der Sonne. Heidelberg, 1994
- [66] Kaltschmitt, M.; Wiese, A.: Erneuerbare Energien: Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte. Berlin – Springer Verlag, 1997
- [67] PACER: Einführung in Bau und Betrieb von Kleinstwasserkraftwerken. Bern, 1993
- [68] Homepage „Bundesverband Photovoltaik Österreich“; Quelle: <http://www.bv-pv.at/Information/Photovoltaik/Photovoltuebers.htm>, 20.06.2004
- [69] Institut für Grundlagen der Planung Fakultät Architektur und Stadtplanung Universität Stuttgart: ERNEUERBARE ENERGIEN ZUR STROMERZEUGUNG IM KONTEXT DER ENERGIEWIRTSCHAFT IN DEUTSCHLAND. Stuttgart, 2001
- [70] Schwarze, Rolf: Regenerative Energien und nichtkonventionelle Energiesysteme (RE). FH – Bielefeld, 2002/2003
- [71] McCabe, Joseph: Renewable Energy: Photovoltaic-Generated Electricity. Pier, Oktober 2002
- [72] Gesamtverband der Deutschen Versicherungswirtschaft (GDV) e.V.: Erneuerbare Energien - Gesamtüberblick über den technologischen Entwicklungsstand und das technische Gefährdungspotenzial. Köln - Vds Verlag, März 2003
- [73] Fechner, Hubert (arsenal research): Photovoltaik – Strom aus Sonnenlicht. Wien, Juli 2002
- [74] Deutsches Windenergie-Institut GmbH: Grundlagen der Windenergietechnik. Wilhelmshaven, Mai 2004
- [75] Energie-Control GmbH: Auswirkungen des Windkraftausbaus in Österreich. Wien, August 2003
- [76] Homepage „California Energy Commission“; Quelle: <http://www.energy.ca.gov/distgen/equipment/wind/wind.html>, 20.07.2004
- [77] Homepage „California Energy Commission“; Quelle: http://www.energy.ca.gov/distgen/equipment/hybrid/hybrid_systems.html, 20.07.2004
- [78] Homepage „Forschungsverbund Sonnenenergie“; Quelle: http://www.fv-sonnenenergie.de/fileadmin/fvsonne/publikationen/Dish-St_01.pdf, 27.07.2004
- [79] Homepage „California Energy Commission“; Quelle: http://www.energy.ca.gov/distgen/equipment/energy_storage/vendors.html, 20.07.2004