

STRATEGIEN UND TECHNOLOGIEN EINER PLURALISTISCHEN FERN- UND NAHWÄRME- VERSORGUNG IN EINEM LIBERALISIERTEN ENERGIEMARKT UNTER BESONDERER BERÜCK- SICHTIGUNG DER KRAFT-WÄRME-KOPPLUNG UND REGENERATIVER ENERGIEN

Kurztitel

PLURALISTISCHE WÄRMEVERSORGUNG

AGFW-Hauptstudie – Erster Bearbeitungsabschnitt

Band 2

Teil 1: Wärmeversorgung des Gebäudebestandes

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieverwendung
der Universität Stuttgart

Teil 2: Technologieentwicklung und -bewertung

Institut für Energietechnik der Technischen Universität Dresden

Gesamtprojektleitung:

Neuffer, H.; Witterhold, F.-G.
Arbeitsgemeinschaft Fernwärme e.V., Frankfurt/M.

Wissenschaftliche Projektleitung:

Pfaffenberger, W.
bremer energie institut, Bremen

Bearbeitung:

Gregorzewski, A.; Pfaffenberger, W.; Schulz, W.
bremer energie institut, Bremen

Blesl, M.; Fahl., U; Voß, A.
Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieverwendung
der Universität Stuttgart (federführend - Teil 1)

Jochem, E.; Mannsbart, W.; Radgen, P.; Schmid, Chr.
Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung, Karlsruhe

Dribbisch, M.; Sager, J.; Sander, Th.; Zschernig, J.
Institut für Energietechnik der Technischen Universität Dresden (federführend - Teil 2)

Carter, J. M.; Mauch, W.; David, R.
Forschungsstelle für Energiewirtschaft, München

Dötsch, Chr.; Fahlenkamp, H.; Hölder, D.
Fraunhofer Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik, Oberhausen

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft (BMWi) unter dem Förderkennzeichen 0327280 gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

AGFW: Strategien und Technologien einer pluralistischen Fern- und Nahwärmeversorgung in einem liberalisierten Energiemarkt unter besonderer Berücksichtigung der Kraft-Wärme-Kopplung und erneuerbarer Energien. Arbeitsgemeinschaft Fernwärme

Band 2: Wärmeversorgung des Gebäudebestandes + Technologieentwicklung und –bewertung

Frankfurt, im August 2001

STRATEGIEN UND TECHNOLOGIEN EINER PLURALISTISCHEN FERN- UND NAHWÄRME- VERSORGUNG IN EINEM LIBERALISIERTEN ENERGIEMARKT UNTER BESONDERER BERÜCK- SICHTIGUNG DER KRAFT-WÄRME-KOPPLUNG UND REGENERATIVER ENERGIEN

Kurztitel

PLURALISTISCHE WÄRMEVERSORGUNG

AGFW-Hauptstudie – Erster Bearbeitungsabschnitt

Band 2

Teil 1: Wärmeversorgung des Gebäudebestandes

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieverwendung
der Universität Stuttgart

Teil 2: Technologieentwicklung und -bewertung

Institut für Energietechnik der Technischen Universität Dresden

Gesamtprojektleitung:

Neuffer, H.; Witterhold, F.-G.
Arbeitsgemeinschaft Fernwärme e.V., Frankfurt/M.

Wissenschaftliche Projektleitung:

Pfaffenberger, W.
bremer energie institut, Bremen

Bearbeitung:

Gregorzewski, A.; Pfaffenberger, W.; Schulz, W.
bremer energie institut, Bremen

Blesl, M.; Fahl., U; Voß, A.
Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieverwendung
der Universität Stuttgart (federführend - Teil 1)

Jochem, E.; Mannsbart, W.; Radgen, P.; Schmid, Chr.
Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung, Karlsruhe

Dribbisch, M.; Sager, J.; Sander, Th.; Zschernig, J.
Institut für Energietechnik der Technischen Universität Dresden (federführend - Teil 2)

Carter, J. M.; Mauch, W.; David, R.
Forschungsstelle für Energiewirtschaft, München

Dötsch, Chr.; Fahlenkamp, H.; Hölder, D.
Fraunhofer Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik, Oberhausen

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft (BMWi) unter dem Förderkennzeichen 0327280 gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

AGFW: Strategien und Technologien einer pluralistischen Fern- und Nahwärmeversorgung in einem liberalisierten Energiemarkt unter besonderer Berücksichtigung der Kraft-Wärme-Kopplung und erneuerbarer Energien. Arbeitsgemeinschaft Fernwärme

Band 2: Wärmeversorgung des Gebäudebestandes + Technologieentwicklung und –bewertung

Frankfurt, im August 2001

Inhaltsverzeichnis

A. Ökologischer und ökonomischer Vergleich verschiedener CO₂-Minderungsmaßnahmen anhand unterschiedlicher Versorgungsaufgaben

| | | |
|----------|--|-----------|
| 1 | Vorgehensweise und Rahmenbedingungen (Vortext IER) | 19 |
| 1.1 | Technische und ökonomische Beschreibung der Vergleichssysteme (IER) | 19 |
| 1.2 | Ökonomische und regulative Rahmenbedingungen (IER) | 21 |
| 1.2.1 | Energieträgerpreisentwicklung (IER)..... | 21 |
| 1.2.2 | Energieeinsparverordnung 2000 (FFE)..... | 22 |
| 2 | Definition der Versorgungsaufgaben (Vortext IER) | 25 |
| 2.1 | Besiedlungsstruktur (IER) | 25 |
| 2.1.1 | Übersicht über die Siedlungstypen (IER) | 25 |
| 2.1.2 | Charakterisierung und exemplarische Beispiele für die Siedlungstypen (IER)..... | 28 |
| 2.1.2.1 | Beschreibung des Siedlungstyps 0 – Freistehende Einzelgebäude (IER) . | 30 |
| 2.1.2.2 | Beschreibung des Siedlungstyps 1 – Lockere offene Bebauung (IER)..... | 32 |
| 2.1.2.3 | Beschreibung des Siedlungstyps 2 – Einfamilienhäuser- und Doppelhäusersiedlung (IER) | 34 |
| 2.1.2.4 | Beschreibung des Siedlungstyps 3a – Städtischer Dorfkern (IER) | 36 |
| 2.1.2.5 | Beschreibung des Siedlungstyps 3b – Ländlicher Dorfkern (IER)..... | 38 |
| 2.1.2.6 | Beschreibung des Siedlungstyps 4 – Reihenhäuser (IER)..... | 40 |
| 2.1.2.7 | Beschreibung des Siedlungstyps 5a – Siedlung kleiner Mehrfamilienhäuser (IER)..... | 42 |
| 2.1.2.8 | Beschreibung des Siedlungstyps 5b – Zeilenbebauung mit kleinen und größeren Mehrfamilienhäusern (IER)..... | 44 |
| 2.1.2.9 | Beschreibung des Siedlungstyps 6 – Zeilenbebauung mit großen hohen Mehrfamilienhäusern oder Hochhäusern (IER)..... | 46 |
| 2.1.2.10 | Beschreibung des Siedlungstyps 7a – Blockbebauung niedriger Dichte (IER) | 48 |
| 2.1.2.11 | Beschreibung des Siedlungstyps 7b – Dichte Blockbebauung (IER) | 50 |
| 2.1.2.12 | Beschreibung des Siedlungstyps 8 – Citybebauung (IER)..... | 52 |
| 2.1.2.13 | Beschreibung des Siedlungstyps 9 – Historische Altstadt (IER) | 54 |
| 2.1.2.14 | Beschreibung des Siedlungstyps 10a – Große öffentliche Sonderbauten (IER)..... | 56 |
| 2.1.2.15 | Beschreibung des Siedlungstyps 10b – Kleine öffentliche Sonderbauten (IER)..... | 58 |
| 2.1.2.16 | Beschreibung des Siedlungstyps 11a – Industriebauten (mit Produktion) (IER) | 60 |
| 2.1.2.17 | Beschreibung des Siedlungstyps 11b – Gewerbliche Sonderbauten/ Dienstleistungsbauten (IER) | 62 |

| | | |
|----------|--|------------|
| 2.1.2.18 | Beschreibung des Siedlungstyps 12 – Sonstige Versorgungsgebiete und -gelände (IER)..... | 64 |
| 2.1.3 | Zusammenfassung der Eigenschaften der Siedlungstypen (IER)..... | 66 |
| 2.1.4 | Vernetzung der Siedlungstypen (IER)..... | 70 |
| 2.1.5 | Exemplarischer Einsatz regenerativer Energien im Bereich der Siedlungs-KWK (UMSICHT) | 71 |
| 2.2 | Objektversorgung (BEI)..... | 74 |
| 2.3 | Industrieobjekte (ISI)..... | 74 |
| 2.3.1 | Allgemeine Beschreibung (ISI)..... | 74 |
| 2.3.2 | Beispiel Papierindustrie (ISI)..... | 78 |
| 3 | Energieeinsparung durch verstärkte Wärmedämmung (Vortext IER) .. | 82 |
| 3.1 | Einsparpotentiale im Siedlungsbereich (IER)..... | 82 |
| 3.1.1 | Wärmedämmung an typischen Gebäudetypen (FFE*/IER)..... | 82 |
| 3.1.2 | Wärmebedarfs- und Verbrauchsentwicklung in den Siedlungstypen (IER) | 86 |
| 3.2 | Einsparpotentiale bei der kommunalen Objektversorgung (BEI)..... | 87 |
| 4 | Energetischer, ökonomischer und ökologischer Vergleich verschiedener Versorgungsvarianten..... | 90 |
| 4.1 | Siedlungsbereich (IER) | 90 |
| 4.2 | Objektversorgung (BEI)..... | 108 |
| 4.3 | Industrieobjekt (ISI)..... | 124 |
| 5 | Bewertung der verschiedenen Versorgungsvarianten (Vortext IER) . | 132 |
| 5.1 | Siedlungsbereich (IER) | 133 |
| 5.2 | Objektversorgung (BEI)..... | 135 |
| 5.3 | Industrieobjekt (ISI)..... | 135 |
| 5.4 | Zusammenfassung (IER) | 135 |
| 6 | Rückwirkungen der verstärkten KWK-Stromerzeugung auf das Energiesystem der Bundesrepublik Deutschland (IER) | 140 |

B. Grundlagen der gebäudescharfen Modellierung von Siedlungsstrukturen – Weiterentwicklung von Energiesystemmodellen

| | | |
|----------|---|------------|
| 7 | Grundlagen der gebäudescharfen Modellierung in Energiesystemmodellen und Stadtmodellen (Vortext IER) | 147 |
| 7.1 | Anforderungen an die Modellierung der Nah- und Fernwärmeversorgung (IER)..... | 147 |
| 7.2 | Erfassung des räumlich verteilten Wärmemarktes für die Modellierung (IER) | 149 |
| 7.2.1 | Modifizierte Siedlungstypmethode (IER)..... | 150 |

* Berechnung durch FFE

| | | |
|---------|---|-----|
| 7.2.2 | Laser-Photogrammetrie (BEI) | 153 |
| 7.2.2.1 | Zur Ermittlung der Basisinformationen mit Hilfe von Laser-Photogrammetrie (BEI) | 154 |
| 7.2.2.2 | Auswertungsroutinen zur Erfassung von Gebäudekörpern und –konstellationen (BEI) | 155 |
| 7.3 | Regionalisierung im Energiesystem-Flächenmodell (IER) | 164 |
| 7.4 | Räumlich hoch aufgelöste Modellierung im Stadtmodell (IER) | 170 |

Abbildungsverzeichnis

| | | |
|-----------------|---|----|
| Abbildung 2-1: | Siedlungstyp 0 – Freistehende Gebäude | 31 |
| Abbildung 2-2: | Kartenausschnitt zu Siedlungstyp 0 – Freistehende Gebäude | 31 |
| Abbildung 2-3: | Siedlungstyp 1 – Lockere offene Bebauung | 33 |
| Abbildung 2-4: | Kartenausschnitt zu Siedlungstyp 1 – Lockere offene Bebauung.. | 33 |
| Abbildung 2-5: | Siedlungstyp 2 – Ein- und Zweifamilienhaussiedlung..... | 35 |
| Abbildung 2-6: | Kartenausschnitt zu Siedlungstyp 2 – Ein- und Zweifamilien- haussiedlung | 35 |
| Abbildung 2-7: | Siedlungstyp 3a – Städtischer Dorfkern | 37 |
| Abbildung 2-8: | Siedlungstyp 3b – Ländlicher Dorfkern..... | 39 |
| Abbildung 2-9: | Kartenausschnitt zu Siedlungstyp 3b – Ländlicher Dorfkern | 39 |
| Abbildung 2-10: | Kartenausschnitt zu Siedlungstyp 4 – Reihenhäuser | 41 |
| Abbildung 2-11: | Siedlungstyp 4 – Reihenhäuser..... | 41 |
| Abbildung 2-12: | Siedlungstyp 5a – Kleine Mehrfamilienhäuser..... | 43 |
| Abbildung 2-13: | Kartenausschnitt zu Siedlungstyp 5a – Kleine Mehrfamilien- häuser | 43 |
| Abbildung 2-14: | Siedlungstyp 5b – Kleinere und mittelgroße Mehrfamilien- häuser | 45 |
| Abbildung 2-15: | Kartenausschnitt zu Siedlungstyp 5b – Kleinere und mittel- große Mehrfamilienhäuser..... | 45 |
| Abbildung 2-16: | Siedlungstyp 6 – Hochhäuser und große Zeilenbauten..... | 47 |
| Abbildung 2-17: | Kartenausschnitt Siedlungstyp 6 – Hochhäuser und große Zeilenbauten..... | 47 |
| Abbildung 2-18: | Siedlungstyp 7a – Lockere Blockbebauung..... | 49 |
| Abbildung 2-19: | Kartenausschnitt zu Siedlungstyp 7a – Lockere Blockbe- bauung | 49 |
| Abbildung 2-20: | Siedlungstyp 7b – Dichte Blockbebauung | 51 |
| Abbildung 2-21: | Kartenausschnitt zu Siedlungstyp 7b – Dichte Blockbebauung..... | 51 |
| Abbildung 2-22: | Siedlungstyp 8 – Citybebauung | 53 |
| Abbildung 2-23: | Kartenausschnitt zu Siedlungstyp 8 – Citybebauung | 53 |
| Abbildung 2-24: | Siedlungstyp 9 – Historische Altstadt | 55 |
| Abbildung 2-25: | Kartenausschnitt zu Siedlungstyp 9 – Historische Altstadt..... | 55 |
| Abbildung 2-26: | Siedlungstyp 10a – Große öffentliche Sonderbauten | 57 |
| Abbildung 2-27: | Kartenausschnitt zu Siedlungstyp 10a – Große öffentliche Sonderbauten | 57 |
| Abbildung 2-28: | Siedlungstyp 10b – Kleine öffentliche Sonderbauten | 59 |
| Abbildung 2-29: | Kartenausschnitt zu Siedlungstyp 10b – Kleine öffentliche Sonderbauten..... | 59 |
| Abbildung 2-30: | Siedlungstyp 11a – Industriebauten | 61 |
| Abbildung 2-31: | Kartenausschnitt zu Siedlungstyp 11a – Industriebauten | 61 |

| | |
|--|-----|
| Abbildung 2-32: Siedlungstyp 11b – Gewerbe- und Dienstleistungsbauten | 63 |
| Abbildung 2-33: Kartenausschnitt zu Siedlungstyp 11b – Gewerbe- und Dienstleistungsbauten | 63 |
| Abbildung 2-34: Kartenausschnitt zu Siedlungstyp 12 – Sonstige Versorgungsgebiete und –gelände | 65 |
| Abbildung 2-35: Siedlungstyp 12 – Sonstige Versorgungsgebiete und –gelände | 65 |
| Abbildung 2-36: Aufteilung der Stadt Stuttgart nach Siedlungstypen | 70 |
| Abbildung 2-37: Absoluter Anteil der fernwärmeversorgten Fläche an der Gesamtfläche des jeweiligen Siedlungstypes..... | 71 |
| Abbildung 2-38: Geothermische Anlagen mit einer Leistung zwischen 0,1 und 20 MW _{th} in Deutschland..... | 72 |
| Abbildung 2-39: Beispiele solartechnischer Anlagen in Deutschland in Abhängigkeit von der Kollektorfläche..... | 73 |
| Abbildung 2-40: Thermische Leistung; ausgewählte Nahwärmenetze mit Nutzung fester Biomasse in Deutschland..... | 74 |
| Abbildung 2-41: Temperaturniveau des Wärmebedarfs für unterschiedliche Branchen | 75 |
| Abbildung 2-42: Jahresganglinie von Strom- und Wärmeverbrauch | 76 |
| Abbildung 2-43: Wochenganglinie von Strom- und Wärmeverbrauch | 77 |
| Abbildung 3-1: Wärmehöchstlast- und Wärmeverbrauchsichte für die untersuchten Siedlungstypen ST 2, ST 7a, ST 7b und ST 8 | 86 |
| Abbildung 4-1: Prozentualer Vergleich des Primärenergieeinsatzes bei den verschiedenen Versorgungsvarianten des Siedlungstyps 7a | 92 |
| Abbildung 4-2: Prozentualer Vergleich der Vollkosten der verschiedenen Versorgungsvarianten des Siedlungstyps 7a im Fall ungekoppelter Sanierungsvarianten und getr. Stromerzeugungskosten Variante 2 | 96 |
| Abbildung 4-3: Prozentualer Vergleich der Vollkosten der verschiedenen Versorgungsvarianten des Siedlungstyps 7a im Fall gekoppelter Sanierungsvarianten und getr. Stromerzeugungskosten Variante 2 | 97 |
| Abbildung 4-4: Prozentualer CO ₂ -Emissionsvergleich der verschiedenen Versorgungsvarianten im Siedlungstyp ST 2 (Heizöl-Niedertemperaturheizung und Stromerzeugungsmix Deutschland = 100) | 103 |
| Abbildung 4-5: Vergleich der CO ₂ -Emissionen im IST-Zustand ST 2 und ST 8 (Heizöl-Niedertemperaturheizung und Stromerzeugungsmix Deutschland = 100) | 104 |
| Abbildung 4-6: Prozentualer Vergleich der CO ₂ -Emissionen ST 8 (Heizöl-Niedertemperaturheizung und Stromerzeugungsmix Deutschland = 100) | 105 |
| Abbildung 5-1: CO ₂ -Minderungskosten der Versorgungsvarianten gegenüber HEL-NT-Heizung Stromerzeugungsmix Deutschland des Siedlungstyps 2 | 133 |

| | | |
|-----------------|---|-----|
| Abbildung 5-2: | CO ₂ -Minderungskosten der Versorgungsvarianten gegenüber HEL-NT-Heizung Stromerzeugungsmix Deutschland des Siedlungstyps 8 | 134 |
| Abbildung 6-1: | Differenz der Nettostromerzeugung im Vergleich zum Referenzszenario nach Energieträgern | 142 |
| Abbildung 6-2: | Primärenergieeinsparung der verschiedenen Szenarien im Vergleich zum Referenzfall..... | 142 |
| Abbildung 6-3: | Differenz des Primärenergieverbrauchs der unterschiedlichen Primärenergieträger im Vergleich zum Primärenergieverbrauch im Referenzfall | 143 |
| Abbildung 6-4: | Vergleich der spezifischen CO ₂ -Emissionen der Kondensationsstromerzeugung und der gesamten Stromerzeugung in den verschiedenen Szenarien | 144 |
| Abbildung 7-1: | Anforderungen der Nah- und Fernwärmeversorgung an die Modellierung..... | 148 |
| Abbildung 7-2: | Verknüpfung der Gebäudetypmethode und der Siedlungstypmethode..... | 151 |
| Abbildung 7-3: | Basisbausteine der Siedlungstypen..... | 152 |
| Abbildung 7-4: | Auswertung eines Mustergebietes mit der Siedlungstypmethode | 153 |
| Abbildung 7-5: | Veranschaulichung einer extrem unterschiedlichen Siedlungscharakteristik bei gleichem Gebäudevolumen pro Hektar | 156 |
| Abbildung 7-6: | Identifizierbarkeit von konzentrierten Bebauungen in Abhängigkeit vom Rastermaß..... | 157 |
| Abbildung 7-7: | Analyse zur Ermittlung zusammenhängender Gebäudekörper ... | 159 |
| Abbildung 7-8: | Betrachtungsrichtungen zur Ermittlung von Nachbargebäudezellen | 161 |
| Abbildung 7-9: | Ermittlung einer relevanten Siedlungsfläche | 162 |
| Abbildung 7-10: | Übergang zu einer Darstellung von zusammenhängenden Gebäudegruppen bzw. Siedlungen in Vektoren | 163 |
| Abbildung 7-11: | Vereinfachte Darstellung der Abbildung der Fern- und Nahwärme in Energiesystemmodellen..... | 165 |
| Abbildung 7-12: | Übergang von linearen zusammenhängenden zur baumartigen regionalisierten Struktur in Energiesystemmodellen..... | 167 |
| Abbildung 7-13: | Mögliche Vernetzung des Siedlungsgebietes für die Fernwärmeversorgung..... | 171 |
| Abbildung 7-14: | Detaillierte gebäudescharfe Analyse eines Siedlungsgebietes ... | 172 |
| Abbildung 7-15: | Modellhafter Aufbau von Siedlungsgebieten, bestehend aus mehreren Siedlungstypen..... | 173 |

Tabellenverzeichnis

| | | |
|---------------|---|----|
| Tabelle 1–1: | Technische und ökonomische Daten der gekoppelten und getrennten Erzeugungssysteme | 20 |
| Tabelle 1–2: | Technische und ökonomische Daten der Gebäudeheizungssysteme (Teil 1) | 21 |
| Tabelle 1–3: | Technische und ökonomische Daten der Gebäudeheizungssysteme (Teil 2) | 21 |
| Tabelle 1–4: | Energieträgerpreisentwicklung | 22 |
| Tabelle 1–5: | Varianten von Sanierungsmaßnahmen | 23 |
| Tabelle 2–1: | Erweiterte Siedlungstypen | 26 |
| Tabelle 2–2: | Gebäudematrix für den Jahresheizwärmebedarf pro m ² Nutzfläche in [kWh/m ²] (Stand 1995) | 28 |
| Tabelle 2–3: | Charakteristische Werte des Siedlungstyps ST 0 pro km ² Siedlungsfläche | 30 |
| Tabelle 2–4: | Charakteristische Werte des Siedlungstyps ST 1 pro km ² Siedlungsfläche | 32 |
| Tabelle 2–5: | Charakteristische Werte des Siedlungstyps ST 2 pro km ² Siedlungsfläche | 34 |
| Tabelle 2–6: | Charakteristische Werte des Siedlungstyps ST 3a pro km ² Siedlungsfläche | 36 |
| Tabelle 2–7: | Charakteristische Werte des Siedlungstyps ST 3b pro km ² Siedlungsfläche | 38 |
| Tabelle 2–8: | Charakteristische Werte des Siedlungstyps ST 4 pro km ² Siedlungsfläche | 40 |
| Tabelle 2–9: | Charakteristische Werte des Siedlungstyps ST 5a pro km ² Siedlungsfläche | 42 |
| Tabelle 2–10: | Charakteristische Werte des Siedlungstyps ST 5b pro km ² Siedlungsfläche | 44 |
| Tabelle 2–11: | Charakteristische Werte des Siedlungstyps ST 6 pro km ² Siedlungsfläche | 46 |
| Tabelle 2–12: | Charakteristische Werte des Siedlungstyps ST 7a pro km ² Siedlungsfläche | 48 |
| Tabelle 2–13: | Charakteristische Werte des Siedlungstyps ST 7b pro km ² Siedlungsfläche | 50 |
| Tabelle 2–14: | Charakteristische Werte des Siedlungstyps ST 8 pro km ² Siedlungsfläche | 52 |
| Tabelle 2–15: | Charakteristische Werte des Siedlungstyps ST 9 pro km ² Siedlungsfläche | 54 |
| Tabelle 2–16: | Charakteristische Werte des Siedlungstyps ST 10a pro km ² Siedlungsfläche | 56 |
| Tabelle 2–17: | Charakteristische Werte des Siedlungstyps ST 10b pro km ² Siedlungsfläche | 58 |

| | |
|---|----|
| Tabelle 2–18: Charakteristische Werte des Siedlungstyps ST 11a pro km ² Siedlungsfläche | 60 |
| Tabelle 2–19: Charakteristische Werte des Siedlungstyps ST 11b | 62 |
| Tabelle 2–20: Charakteristische Werte des Siedlungstyps ST 12 | 64 |
| Tabelle 2–21: Charakteristische Merkmale der Siedlungstypen | 67 |
| Tabelle 2–22: Anteil der Gebäudetypen am Siedlungstyp (Teil 1) | 68 |
| Tabelle 2–23: Anteil der Gebäudetypen am Siedlungstyp (Teil 2) | 69 |
| Tabelle 2–24: Energieeinsparpotentiale bei Querschnittstechnologien in industriellen Objekten | 78 |
| Tabelle 2–25: Energiebedarf und Produktionskennwerte | 79 |
| Tabelle 2–26: Bestehende Objektversorgung mit KWK | 80 |
| Tabelle 3–1: Verminderung des spezifischen Heizwärmebedarfs durch wärme- technische Verbesserungsmaßnahmen | 83 |
| Tabelle 3–2: Investitionskosten und Effizienz der wärmetechnischen Verbesse- rungsmaßnahme Variante 1 (Fenster austausch) | 84 |
| Tabelle 3–3: Investitionskosten und Effizienz der wärmetechnischen Verbesse- rungsmaßnahme Variante 2 (Fenster und Dach) | 84 |
| Tabelle 3–4: Investitionskosten und Effizienz der wärmetechnischen Verbesse- rungsmaßnahme Variante 3 (Fenster, Dach und Außenwand) | 85 |
| Tabelle 3–5: Investitionskosten und Effizienz der wärmetechnischen Verbesse- rungsmaßnahme Variante 4 (Fenster, Dach, Außenwand und Keller) | 85 |
| Tabelle 3–6: Wärmeverbrauchsichte für die untersuchten Siedlungstypen in Abhängigkeit der Sanierungsvariante | 87 |
| Tabelle 3–7: Wärmehöchstlastdichte für die untersuchten Siedlungstypen in Abhängigkeit der Sanierungsvariante | 87 |
| Tabelle 3–8: Energiebedarf bestimmende Kennwerte der Gebäude (Teil 1) | 88 |
| Tabelle 3–9: Energiebedarf bestimmende Kennwerte der Gebäude (Teil 2) | 88 |
| Tabelle 3–10: Kostenabschätzung für Wärmeschutzmaßnahmen | 89 |
| Tabelle 3–11: Kosten der Wärmeschutzmaßnahmen für das gesamte Schul- zentrum | 89 |
| Tabelle 3–12: Annahmen zu den Ferienzeiten zur Einschätzung des Jahres- ganges des Wärmebedarfs | 89 |
| Tabelle 4–1: Wirkungsgrad und spezifische CO ₂ -Emissionen der betrachteten getrennten Stromerzeugungssysteme | 90 |
| Tabelle 4–2: Stromkennzahl und Gleichzeitigkeitsfaktoren der Siedlungstypen | 91 |
| Tabelle 4–3: Prozentualer Vergleich des Primärenergieeinsatzes bei den unter- schiedlichen Versorgungsvarianten (Siedlungstyp 7a) | 93 |
| Tabelle 4–4: Prozentualer Vergleich des Primärenergieeinsatzes bei den unter- schiedlichen Versorgungsvarianten (Siedlungstyp 2) | 93 |
| Tabelle 4–5: Prozentualer Vergleich des Primärenergieeinsatzes bei den unter- schiedlichen Versorgungsvarianten (Siedlungstyp 7b) | 94 |
| Tabelle 4–6: Prozentualer Vergleich des Primärenergieeinsatzes bei den unter- schiedlichen Versorgungsvarianten (Siedlungstyp 8) | 94 |

| | | |
|---------------|---|-----|
| Tabelle 4–7: | Prozentualer Vergleich der Vollkosten der unterschiedlichen Versorgungsvarianten im Siedlungstyp 2 (Stromerzeugungskosten Variante 1 und gekoppelte Sanierungsmaßnahmen) (HEL-NT-Heizung/Strommix Deutschland = 100) | 97 |
| Tabelle 4–8: | Prozentualer Vergleich der Vollkosten der unterschiedlichen Versorgungsvarianten im Siedlungstyp 7a (Stromerzeugungskosten Variante 1 und gekoppelte Sanierungsmaßnahmen) (HEL-NT-Heizung/Strommix Deutschland = 100) | 98 |
| Tabelle 4–9: | Prozentualer Vergleich der Vollkosten der unterschiedlichen Versorgungsvarianten im Siedlungstyp 7b (Stromerzeugungskosten Variante 1 und gekoppelte Sanierungsmaßnahmen) (HEL-NT-Heizung/Strommix Deutschland = 100) | 98 |
| Tabelle 4–10: | Prozentualer Vergleich der Vollkosten der unterschiedlichen Versorgungsvarianten im Siedlungstyp 8 (Stromerzeugungskosten Variante 1 und gekoppelte Sanierungsmaßnahmen) (HEL-NT-Heizung/Strommix Deutschland = 100) | 98 |
| Tabelle 4–11: | Prozentualer Vergleich der Vollkosten der unterschiedlichen Versorgungsvarianten im Siedlungstyp 2 (Stromerzeugungskosten Variante 1 und ungekoppelte Sanierungsmaßnahmen) (HEL-NT-Heizung/Strommix Deutschland = 100) | 99 |
| Tabelle 4–12: | Prozentualer Vergleich der Vollkosten der unterschiedlichen Versorgungsvarianten im Siedlungstyp 7a (Stromerzeugungskosten Variante 1 und ungekoppelte Sanierungsmaßnahmen) (HEL-NT-Heizung/Strommix Deutschland = 100) | 99 |
| Tabelle 4–13: | Prozentualer Vergleich der Vollkosten der unterschiedlichen Versorgungsvarianten im Siedlungstyp 7b (Stromerzeugungskosten Variante 1 und ungekoppelte Sanierungsmaßnahmen) (HEL-NT-Heizung/Strommix Deutschland = 100) | 99 |
| Tabelle 4–14: | Prozentualer Vergleich der Vollkosten der unterschiedlichen Versorgungsvarianten im Siedlungstyp 8 (Stromerzeugungskosten Variante 1 und ungekoppelte Sanierungsmaßnahmen) (HEL-NT-Heizung/Strommix Deutschland = 100) | 100 |
| Tabelle 4–15: | Prozentualer Vergleich der Vollkosten der unterschiedlichen Versorgungsvarianten im Siedlungstyp 2 (Stromerzeugungskosten Variante 1 und gekoppelte Sanierungsmaßnahmen) (HEL-NT-Heizung/Strommix Deutschland = 100) | 100 |
| Tabelle 4–16: | Prozentualer Vergleich der Vollkosten der unterschiedlichen Versorgungsvarianten im Siedlungstyp 7a (Stromerzeugungskosten Variante 1 und gekoppelte Sanierungsmaßnahmen) (HEL-NT-Heizung/Strommix Deutschland = 100) | 100 |
| Tabelle 4–17: | Prozentualer Vergleich der Vollkosten der unterschiedlichen Versorgungsvarianten im Siedlungstyp 7b (Stromerzeugungskosten Variante 1 und gekoppelte Sanierungsmaßnahmen) (HEL-NT-Heizung/Strommix Deutschland = 100) | 101 |
| Tabelle 4–18: | Prozentualer Vergleich der Vollkosten der unterschiedlichen Versorgungsvarianten im Siedlungstyp 8 (Stromerzeugungskosten Variante 1 und gekoppelte Sanierungsmaßnahmen) (HEL-NT-Heizung/Strommix Deutschland = 100) | 101 |

| | |
|---|-----|
| Tabelle 4–19: Prozentualer Vergleich der Vollkosten der unterschiedlichen Versorgungsvarianten im Siedlungstyp 2 (Stromerzeugungskosten Variante 1 und ungekoppelte Sanierungsmaßnahmen) (HEL-NT-Heizung/Strommix Deutschland = 100) | 101 |
| Tabelle 4–20: Prozentualer Vergleich der Vollkosten der unterschiedlichen Versorgungsvarianten im Siedlungstyp 7a (Stromerzeugungskosten Variante 1 und ungekoppelte Sanierungsmaßnahmen) (HEL-NT-Heizung/Strommix Deutschland = 100) | 102 |
| Tabelle 4–21: Prozentualer Vergleich der Vollkosten der unterschiedlichen Versorgungsvarianten im Siedlungstyp 7b (Stromerzeugungskosten Variante 1 und ungekoppelte Sanierungsmaßnahmen) (HEL-NT-Heizung/Strommix Deutschland = 100) | 102 |
| Tabelle 4–22: Prozentualer Vergleich der Vollkosten der unterschiedlichen Versorgungsvarianten im Siedlungstyp 8 (Stromerzeugungskosten Variante 1 und ungekoppelte Sanierungsmaßnahmen) (HEL-NT-Heizung/Strommix Deutschland = 100) | 102 |
| Tabelle 4–23: Prozentualer Vergleich der CO ₂ -Emissionen bei den unterschiedlichen Versorgungsvarianten (Siedlungstyp 2) | 106 |
| Tabelle 4–24: Prozentualer Vergleich der CO ₂ -Emissionen bei den unterschiedlichen Versorgungsvarianten (Siedlungstyp 7a) | 106 |
| Tabelle 4–25: Prozentualer Vergleich der CO ₂ -Emissionen bei den unterschiedlichen Versorgungsvarianten (Siedlungstyp 7b) | 107 |
| Tabelle 4–26: Prozentualer Vergleich der CO ₂ -Emissionen bei den unterschiedlichen Versorgungsvarianten (Siedlungstyp 8) | 107 |
| Tabelle 4–27: Primärenergieeinsatz und CO ₂ -Emissionen im Rahmen der Versorgungsfälle | 123 |
| Tabelle 4–28: Primärenergieeinsparung, CO ₂ -Minderung und Kosten der CO ₂ -Minderung gegenüber der ursprünglichen Situation | 124 |
| Tabelle 4–29: Alternative Objektversorgung ohne KWK | 126 |
| Tabelle 4–30: Energiebedarf bei angenommenen Effizienzverbesserungen | 127 |
| Tabelle 4–31: Objektversorgung mit KWK im Fall "Moderate Effizienzsteigerungen" | 128 |
| Tabelle 4–32: Alternative Objektversorgung ohne KWK im Fall "Moderate Effizienzsteigerung" | 129 |
| Tabelle 4–33: Objektversorgung mit KWK im Fall "BVT" | 130 |
| Tabelle 4–34: Alternative Objektversorgung ohne KWK im Fall "BVT" | 131 |
| Tabelle 5–1: Verhältnis zwischen Strom- und Wärmenachfrage (< 400°C) 1998 und 2020 /Prognos/Ewi 2000, Geiger 2000/ | 137 |
| Tabelle 6–1: Zusätzliche KWK-Stromerzeugung in den verschiedenen Szenarien | 141 |
| Tabelle 7–1: Exemplarische Unterteilung des Bundeslandes Bayern in regionale Fernwärmeversorgungs-klassen 1998 (öffentliche Wärmeversorgung) | 166 |
| Tabelle 7–2: Exemplarische Unterteilung der Verteilungsnetzkapazitäten der Fernwärmeversorgung Bayerns auf unterschiedliche Regionen und Verteilungskostenklassen (Teil 1) | 168 |

| | |
|--|-----|
| Tabelle 7–3: Exemplarische Unterteilung der Verteilungsnetzkapazitäten der Fernwärmeversorgung Bayerns auf unterschiedliche Regionen und Verteilungskostenklassen (Teil 2) | 169 |
| Tabelle 7–4: Anschlußgrad und -dauer an die Fernwärmeversorgung verschiedener Siedlungsgebiete und Ausbaustrategien /BMFT 1977/, /Winkens 1985/ und /Winkens 1994/ | 174 |

B. Grundlagen der gebäudescharfen Modellierung von Siedlungsstrukturen – Weiterentwicklung von Energiesystemmodellen

7 Grundlagen der gebäudescharfen Modellierung in Energiesystemmodellen und Stadtmodellen

In Energiesystemmodellen wird aggregiert die Energieversorgung eines Landes abgebildet. Hierbei werden für räumlich variierende Wärmepotentiale, bereits existierende Nah- und Fernwärmeversorgungssysteme und eventuelle Einsparpotentiale durchschnittliche Werte angenommen, ohne die entsprechende detaillierte Bandbreite real existierender Fernwärmeversorgungsgebiete zu berücksichtigen.

Ziel der Linie 2 der AGFW-Hauptstudie ist es, diese Defizite, die bei der Energiesystemmodellierung zur Zeit noch vorherrschen, zu beheben. Hierfür wurden in der ersten Phase der AGFW-Hauptstudie unterschiedliche Verfahren für die Analyse und Erfassung des räumlich verteilten Wärmebedarfs analysiert. Die methodischen und die dafür notwendigen mathematischen Anforderungen in einem Stadtmodell und einem Energiesystem-Flächenmodell wurden bereits in der AGFW-Vorstudie skizziert. Diese sind bei der Analyse des Wärmemarktes für die Modellbildung zu berücksichtigen.

7.1 Anforderungen an die Modellierung der Nah- und Fernwärmeversorgung

In Abbildung 7-1 sind die methodischen Anforderungen an die Modellierung der Nah- und Fernwärmeversorgung zusammengefaßt. Die Energieträgerpreisentwicklung und die möglichen Stromerlöse haben Einfluß auf die Wirtschaftlichkeit der Nah- und Fernwärmeerzeugung. Zusätzlich können die Wärmegestehungskosten durch Steuern oder Vergütungsmodelle aufgrund von Verbändevereinbarungen oder Gesetzen beeinflußt werden.

Die Kosten der Nah- und Fernwärmeversorgung und damit die Konkurrenzfähigkeit gegenüber anderen Wärmeversorgungssystemen sind in erheblichem Maße von den Anschluß- bzw. den Wärmegestehungskosten der Wärme in den Erzeugungsanlagen abhängig. Die Höhe der Wärmegestehungskosten wird im weiteren dadurch beeinflußt, ob eine Neuanlage oder eine bestehende KWK-Anlage betrachtet wird. Diese Wärmegestehungs- und Anschlußkosten variieren stark in Abhängigkeit der Versorgungsaufgabe und der vorhandenen Infrastruktur (z. B. Straßenverlauf oder Bauungsstruktur).

Bei den Verteilungskosten ist zu unterscheiden, ob diese für ein bestehendes Netz, die Verdichtung, eine periphere Erweiterung oder den Ausbau oder gar den Neubau gelten. In Abhängigkeit des Gesamtsystems der Fernwärmeversorgung sind unterschiedliche Ausbaustrategien wirtschaftlich. Daher sind bei der Modellierung – ob in einem Stadtmodell oder einem Energiesystem-Flächenmodell – die entsprechend unterschiedlichen geographischen und die damit verbundenen unterschiedlichen Potentiale zu berücksichtigen.

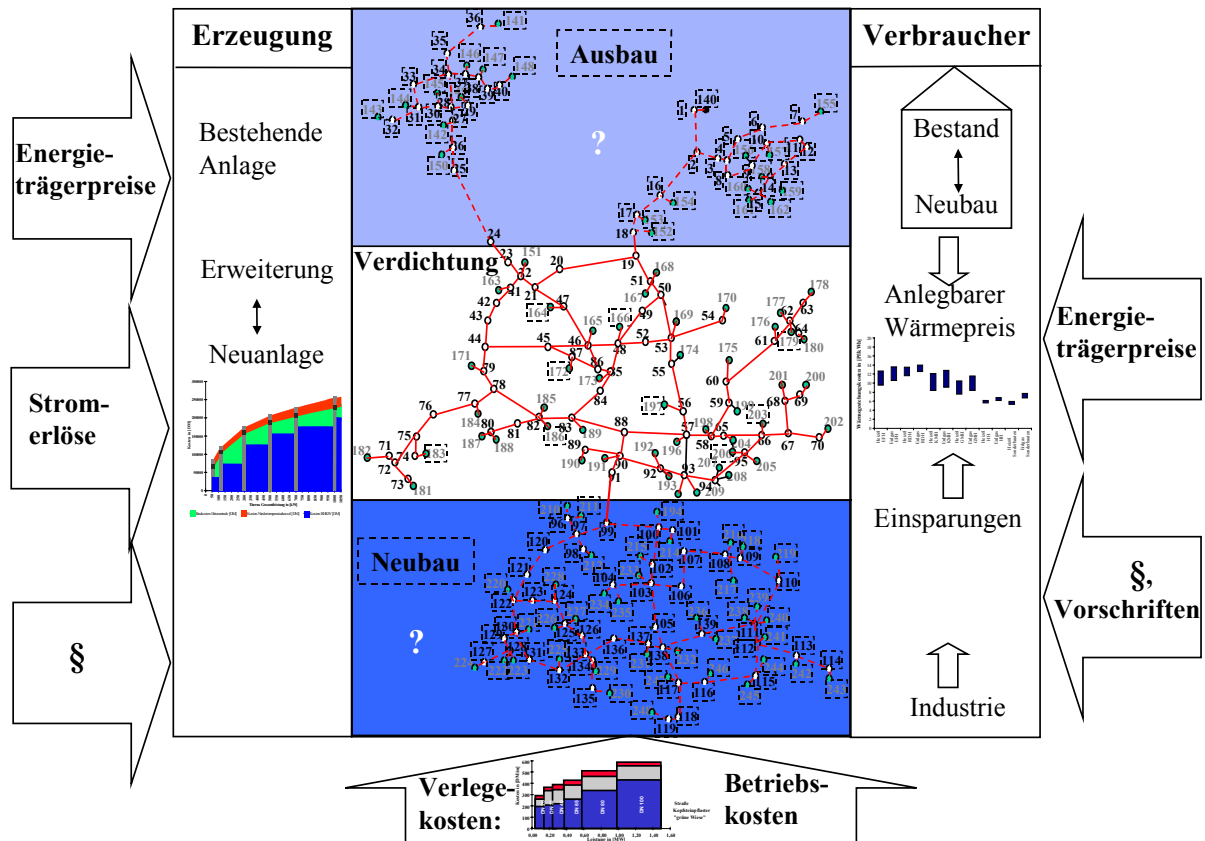


Abbildung 7-1: Anforderungen der Nah- und Fernwärmeversorgung an die Modellierung

Die Verbraucher entscheiden sich in Abhängigkeit der Kosten der Konkurrenzsysteme (der dezentralen Heizungssysteme) für oder gegen die Nah- bzw. Fernwärmeversorgung. Hierbei ist zu unterscheiden, ob für ein bestehendes Heizungssystem Ersatzbedarf besteht oder ob dieses eine bestimmte technische Restnutzungsdauer aufweist. Entsprechend können, abgesehen von zusätzlichen sozialen Hemmnisfaktoren, Anschlußgrad und –dauer an ein leitungsgebundenes Wärmeversorgungssystem variieren. Zusätzlich haben Sanierungsmaßnahmen am Gebäudebestand Einfluß auf die Wirtschaftlichkeit der unterschiedlichen Heizungssysteme. Die Wirtschaftlichkeit des gesamten Nah- und Fernwärmeversorgungssystems wird durch die Entwicklung des Wärmeverbrauchs beeinflusst. Die Grenze der Wirtschaftlichkeit der Fern- und Nahwärmeversorgung wird durch den anlegbaren Wärmepreis festgelegt. Dieser legt die Obergrenzen für die spezifischen Wärmeerzeugungskosten und Verteilungskosten fest.

Die Preisbildung auf dem Wärmemarkt ist durch einen Substitutionswettbewerb geprägt. Angesichts einer dezentral und marktwirtschaftlich organisierten Versorgungswirtschaft, eines lokal differenzierten Spartenangebots und damit ausgeprägter lokaler Energiemärkte ist eine räumlich differenzierte Analyse der Wärmeversorgung notwendig. Dies erfordert die Auswahl typischer lokaler Wärmebedarfsstrukturen und der wichtigsten Wärmeversorgungssysteme. Die Wärmeversorgungssysteme werden in Komponenten aufgeteilt. Für die Komponenten sind Investitionen, Nutzungsgrade, Nutzungsdauern, Instandhaltungs- und Wartungskosten zu bestimmen. Die Umrüstkosten für die Umstellung der Wärmeversorgungssysteme sind einzubeziehen.

Aus der Gegenüberstellung der Kostenkomponenten des marktführenden Wärmeversorgungssystems mit den Kostenkomponenten des Wärmeversorgungssystems der leitungsgebundenen Energieversorgung wird der anlegbare Preis für die leitungsgebundene Energieversorgung ermittelt. Das heißt, der Nah- bzw. Fernwärmeversorger ist unter Konkurrenzbedingungen gezwungen, auf dem Wärmemarkt z. B. mit Heizöl zu konkurrieren. Grundlage der Preisfindung für die Nah-/Fernwärme ist in diesem Fall eine Anlegbarkeitsrechnung anhand der Gesamtkosten einer ölbetriebenen Zentralheizung. Dabei werden die Gesamtkosten der Heizungsanlage, einschließlich der Investitions-, Betriebs- und Energiekosten, über die erwartete Nutzungsdauer betrachtet. Der anlegbare Wärmepreis ist aufgrund der bedarfsabhängigen spezifischen Investitionen für die Heizungsanlage und des unterschiedlichen Nutzwärmebedarfs der verschiedenen Gebäudetypen von der Struktur des Versorgungsgebietes oder -objekts abhängig.

Im Gegensatz zu dezentralen Einzelfeuerungen besitzen Nah- bzw. Fernwärmesysteme eine hohe Flexibilität hinsichtlich der für die Wärmeerzeugung einsetzbaren Primärenergien. Heutige Nah- bzw. Fernwärmesysteme können als Vorstufe und infrastrukturelle Voraussetzung für eine flächendeckende Vernetzung der Wärmeversorgung angesehen werden. Durch die damit verbundene Kapitalintensivität sind jedoch die Auswirkungen möglicher Veränderung politischer und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen sowie des technischen Fortschrittes zu beurteilen.

7.2 Erfassung des räumlich verteilten Wärmemarktes für die Modellierung

Voraussetzung für die adäquate Modellierung des Wärmemarktes in Stadtmodellen und Energiesystem-Flächenmodellen ist die Erfassung

- der Wärmehöchstlast und des Wärmeverbrauchs und dessen Trendentwicklung,
- des Heizungsbestandes (Alter und eingesetzte Energieträger) und
- existierender Fernwärme- und Gasversorgungsgebiete.

Darüber hinaus ist eine Charakterisierung des Gebäudebestandes und des Siedlungsbereiches notwendig, um einerseits mögliche Sanierungsmaßnahmen (Wärmedämmmaßnahmen) abzuleiten und andererseits die Kosten des Fernwärmeausbaus abzuschätzen.

Das vollständige Erfassen der notwendigen Daten für die Modellierung des Wärmemarktes gestaltet sich schwierig. Digitalisierte kartographische Daten (z. B. AKTIS² und ALK³) sind in geographischen Informationssystemen wohl in der Zwischenzeit erfaßt, aber Informationen über Gebäudetyp und bestehende Heizungssysteme (Energieträger, Leistung und Alter) sind zu ergänzen. Im weiteren ist das Datenformat der digitalisierten Informationen über die leitungsgebundene Versorgung der EVU nur teilweise kompatibel mit dem Datenformat der statistischen Vermessungsämter bzw. innerhalb von EVU werden für die unterschiedlichen Versorgungssparten (Fernwärme, Gas, u. a.) unterschiedliche Datenbanken bzw. Analyse- und Verwal-

² Amtliches Topographisches-Kartographisches Informationssystem. Dieses besteht aus drei digitalen Landschaftsmodellen (DLM), welche die Landschaft in geometrischer Qualität der topographischen Karten im Maßstab 1:25000, 1:200000 und entsprechend der internationalen Weltkarte 1:1000000 beschreibt.

³ Automatisierte Liegenschaftskarten. Diese besteht aus der Grunddatei (beinhaltet z. B. Flurstück, Gemarkung, politische Grenzen, Gebäude), Punktdaten und Dateien der Messungselemente.

tungsprogramme verwendet. Darüber hinaus sind bei größeren lokalen EVU Wärmeatlanten vorhanden. Diese basieren teilweise auf Schornsteinfegerdateien, die um Daten der statistischen Meldeämter und der Verbrauchsabrechnung erweitert wurden. Die Datenbestände enthalten teilweise Informationen über Wohnungsanzahl pro Gebäude bzw. direkt den Gebäudetyp und Angaben, die das Baujahr des Gebäudes betreffen. Wird für die Wärmeversorgung Erdgas eingesetzt, so ist darüber hinaus die Information vorhanden, ob dieses zum Kochen verwendet wird. Da aus Datenschutzgründen die Schornsteinfegerdateien nicht mehr an EVU weitergegeben werden dürfen, sind diese Daten teilweise älteren Datums.

Die Datenlage ist für Gebiete, in denen leitungsgebundene Energieversorgungssysteme zum Einsatz kommen, besser als in Gebieten mit dezentraler Wärmeversorgung (z. B. Heizöl-Niedertemperaturheizungen). Aufgrund der tendenziell sinkenden spezifischen Wärmenachfrage im Haushaltsbereich sind jedoch Verdichtungsgebiete und periphere Ausbaugelände der Fernwärmeversorgung gesucht, die nicht bzw. nur unzureichend in Wärmeatlanten erfaßt sind. Ein Neubau eines Fern- bzw. Nahwärmeversorgungssystems erfolgt meist in Gebieten mit leitungsungebundenen Wärmeversorgungssystemen, so daß auch für diese Gebiete keine oder nur eine unzureichende Datenbasis vorhanden ist.

Aus den unterschiedlichen Datenbeständen der EVU können für bestehende leitungsgebundene Wärmeversorgungsgebiete individuell die notwendigen Daten für die Modellierung aufbereitet werden. Teilweise sind noch zusätzlich Informationen notwendig, um mögliche Entwicklungstendenzen des Wärmeverbrauchs und die möglichen Auswirkungen von Wärmedämmmaßnahmen abzuschätzen.

Für bisher nicht mit leitungsgebundenen Wärmeversorgungssystemen erschlossene Gebiete sind jedoch Näherungsverfahren notwendig. Ein solches Näherungsverfahren könnte beispielsweise auf einer modifizierten Siedlungstypmethode oder Laser-Photogrammetrie aufbauen.

7.2.1 Modifizierte Siedlungstypmethode

Basis der modifizierten Siedlungstypenmethode ist die Verknüpfung der Gebäude- und der Siedlungstypenmethode (vgl. Abbildung 7-2). Hierfür wurde, wie im Kapitel 3.1 für die Siedlungstypen ST 2, ST 7a, ST 7b und ST 8 aufgezeigt, anhand der Charakteristika der Gebäude- und Siedlungstypen beispielsweise die Wärmehöchstlastdichte berechnet.

Durch die Verwendung der Gebäudetypen ist es möglich, anhand ausgewählter Wärmedämmmaßnahmen deren Kosten und deren Reduktion der Wärmenachfrage zu bestimmen. Hierbei können unterschiedliche Heizungssysteme und der Einsatz verschiedener Energieträger berücksichtigt werden. Für dezentrale Heizungssysteme können direkt die CO₂-Emissionen bzw. der Primärenergieeinsatz oder die Kosten der Wärmeversorgung durch Summation der Einzelgebäude bestimmt werden. Eine maßnahmenorientierte Handlungsstrategie wie beispielsweise

- der Austausch der Fenster bei kleinen und großen Mehrfamilienhäusern der Baujahrsklasse 1956 - 1968 oder
- der Ersatz von Öl-Heizkesseln durch Erdgas-Brennwertkessel oder Fernwärme-Hausstationen

können für einzelne Gebäudetypen analysiert werden.

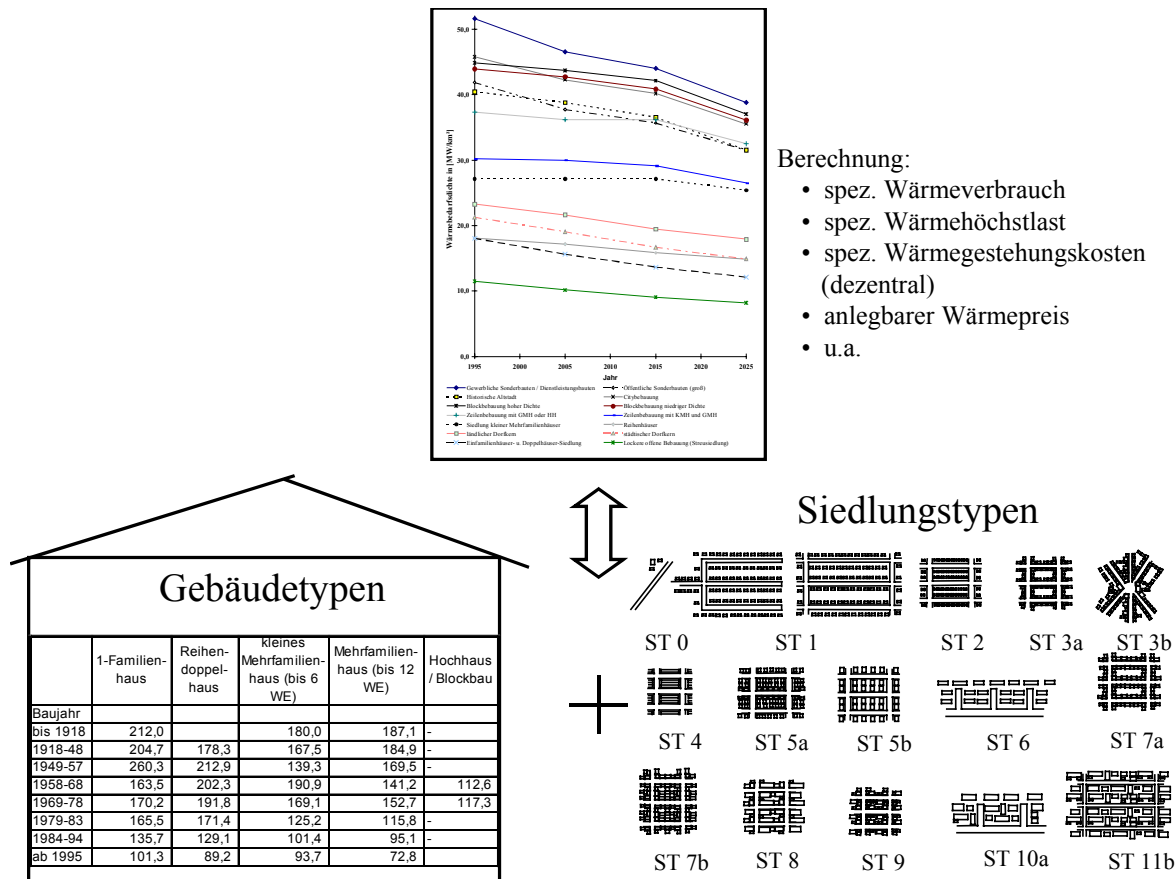


Abbildung 7-2: Verknüpfung der Gebäudetypmethode und der Siedlungstypmethode

Durch die Verknüpfung der Gebäudetypen mit den Siedlungstypen ist deren relative Häufigkeit pro Quadratkilometer festgelegt. Dadurch können die Auswirkungen von Einzelmaßnahmen summarisch bestimmt werden. Ist zusätzlich die Lage der Gebäudetypen und der Straßenverlauf charakterisiert, so kann die Liniendichte des möglichen Wärmeabsatzes bzw. Wärmedichte eines Versorgungsgebietes bestimmt werden. Da die Verlegestrategien und die Verlegekosten abhängig sind von der geographischen Anordnung der Gebäudetypen innerhalb eines Siedlungsgebietes, können die Verteilungskosten bestimmt werden. Die Kopplung zwischen Gebäudetypen und Siedlungstypen ist daher für die Bestimmung des ökonomischen und ökologischen Potentials leitungsgebundener Wärmeversorgungssysteme notwendig.

In Kapitel 2.1.2 sind durch Auswertung entsprechender Luftbildaufnahmen beispielsweise unterschiedliche Siedlungstypen ausgewertet und charakterisiert worden. Hierfür wurden aus den Luftbildaufnahmen beispielsweise Straßenlängen, Abstände zwischen den Straßen, Abstände zwischen den Gebäuden und den Straßen sowie Flächen von Gebieten, Grundstücken und einzelnen Gebäuden präzise bestimmt.

Basierend auf den statistischen Auswertungen der Siedlungstypen können unterschiedliche Basisbausteine für die Siedlungstypen bestimmt werden. Die Basisbausteine sind in Abbildung 6-3 dargestellt. Sie beinhalten den für den Siedlungstyp charakteristischen Straßenverlauf, die Anordnung Gebäude - Straße und die Anzahl der Gebäude pro Zelle.

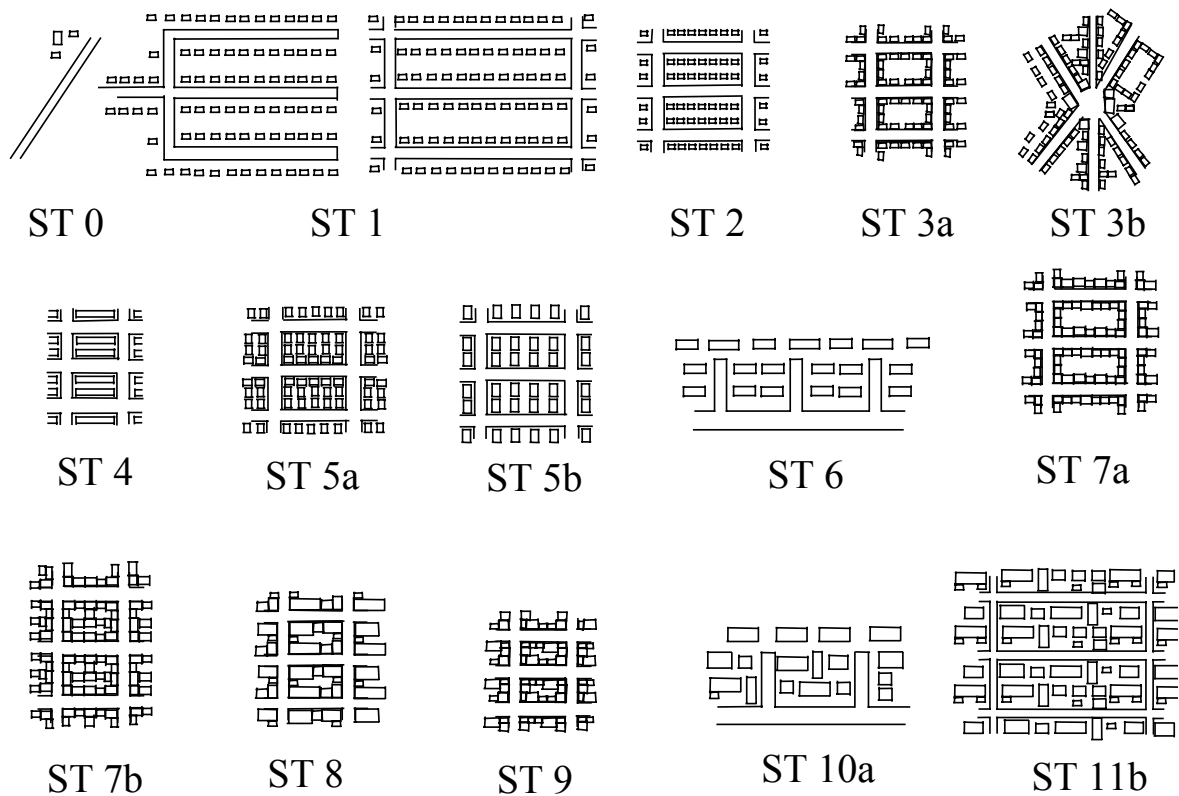


Abbildung 7-3: Basisbausteine der Siedlungstypen

Mit Hilfe dieses Näherungsverfahrens kann die unzureichende Datenlage zur Beschreibung des Ist-Zustandes der Wärmeversorgung ergänzt werden. Für die ökonomische und ökologische Analyse (vgl. Kapitel 4.1) wurde bereits die modifizierte Siedlungstypmethode für die Siedlungstypen ST 2, ST 7a, ST 7b und ST 8 angewendet. Für die anderen Siedlungstypen sind die entsprechenden Daten in der weiteren Phase der Hauptstudie zu erheben.

Exemplarische Versorgungsfälle bzw. -gebiete der Nah- und Fernwärmeversorgung können mit Hilfe der modifizierten Siedlungstypmethode, von Luftbildaufnahmen bzw. GIS-Systemen ausgewertet werden. In Abbildung 7-4 ist eine exemplarische Auswertung eines Versorgungsgebietes nach Siedlungsgebieten dargestellt. Hierfür wurden die Luftbilder einer Modellgemeinde ausgewertet, indem sie entsprechend den vorher definierten Siedlungstypen unterteilt wurde. Die Abgrenzungen, die Größe und der Siedlungstyp wurden in der entsprechenden topographische Karte vermerkt. Damit kann für jedes Teilgebiet oder das Gesamtgebiet die Wärmehöchstlast bzw. die Wärmeverbrauchsichte bestimmt werden. Gebiete, in denen eine Fernwärme- oder Gasversorgung bereits existiert, können zusätzlich getrennt erfaßt werden. Um die mit Erdgas bzw. Fernwärme versorgten Gebiete exakt abzugrenzen, kann es nötig sein, Gebiete eines Siedlungstyps nochmals zu unterteilen.



Abbildung 7-4: Auswertung eines Mustergebietes mit der Siedlungstypmethode

7.2.2 Laser-Photogrammetrie

Moderne photogrammetrische Verfahren (Laser-Photogrammetrie) sind in der Lage, sämtliche Gebäudekörper einer Region koordinatenmäßig (z. B. Lage in Gauß-Krüger-Koordinaten + Gebäudehöhen) zu erfassen. Mit Hilfe von hierfür zu entwickelnder Software läßt sich theoretisch über Gebäudevolumina und -konstellationen direkt auf regionale Fern/Nahwärmeversorgungspotentiale schließen.

Die Anwendung der Laser-Photogrammetrie für die Bestimmung der regionalen Fern-/Nahwärmeversorgungspotentiale wäre ein völlig neu zu entwickelnder Ansatz, der sich auf für große Gebiete bereits verfügbare Ergebnisse neuartiger Geländeaufnahmen stützt. Es ist davon auszugehen, daß aufgrund der vielfältigen Verwendungsmöglichkeiten die laserphotogrammetrischen Geländeaufnahmen über kurz oder lang auch für diesen Zweck für ganz Deutschland zu akzeptablen Kosten zugänglich sein werden. Eine von vornherein erkennbare Schwäche wird sein, daß

sich, abgesehen von den Gebäudevolumina, keinerlei Anhaltspunkte für eine Differenzierung des Wärmebedarfs bzw. für die Einschätzung von Prozeßwärmebedarf ergeben. Eine Verknüpfung mit anderen Methoden kann hierbei jedoch weiterhelfen.

Zunächst soll die Verfahrensgrundlage vorgestellt werden, und anschließend wird auf die durchzuführenden Auswertungsschritte eingegangen werden. Eine Analyse anhand örtlicher Bedingungen ist für die zweite Projektphase vorgesehen.

7.2.2.1 Zur Ermittlung der Basisinformationen mit Hilfe von Laser-Photogrammetrie

Laser-Geländeaufnahmen ermöglichen eine sehr rationelle Erstellung von Geländemodellen. Dabei wird das jeweilige Gebiet mäanderförmig abgeflogen. In Bewegungen quer zur Flugrichtung wird das Gelände mittels Laserimpulsen abgetastet und dabei werden in einem 1-m-Raster Höhendaten gemessen. Im Gegensatz zur terrestrischen elektronischen Distanzmessung sind hierbei keine speziellen Reflektoren erforderlich. Das Reflexionsvermögen der Oberfläche ist (mit Ausnahme von schwarzen Flächen wie frisch geteerten Straßenoberflächen) ausreichend. Auch Bäume haben üblicherweise eine hinreichende Lichtdurchlässigkeit, so daß es möglich ist, das darunter befindliche Gelände zu erfassen. Ebenso ist es möglich, die Reflexionen aus den Baumkronen als Meßkriterium, z. B. zur Bestimmung der Baumhöhen, zu nutzen.

Am Beispiel des Stadtgebietes von Stuttgart konnte das Institut für Photogrammetrie an der Universität in Stuttgart (IfP) unter Beweis stellen, daß sich auf der Basis dieser Aufnahme ein beachtliches lage- und höhenmäßig korrektes Abbild schaffen läßt. Von vornherein ist eine Überlagerung des auf Gebäude fokussierten Geländemodells mit zusätzlichen Messungen machbar. So könnten gleichzeitig durchgeführte oder überlagerte Infrarotaufnahmen Aufschluß darüber bieten, in welchem Maße es sich um beheizte Gebäude handelt.

Durch eine Überlagerung mit einem elektronischen Katasterkartenwerk ist es beispielsweise dem IfP gelungen, aus den Angaben des 1-m-Rasters Dachformen detailgerecht wiederzugeben, indem die Lage der Firste und Gratsparren automatisch per Computer ermittelt wird. In ähnlicher Weise würden sich Zusatzinformationen aus den zunehmend verbreiteten ALK-Werken (automatische Liegenschaftskarte – Katasterkarte) und ATKIS-Systemen ergänzen lassen. Die von den Vermessungsämtern erstellten ALK enthalten z. T. eine Fülle von Zusatzinformationen. So gibt es Beispiele, in denen gewerbliche Bauten, Wirtschaftsgebäude und Wohngebäude, die z. T. nach Geschosßzahlen und teilweise weiteren Kategorien unterschieden sind, getrennt abrufbar sind. Das ATKIS-System basiert auf amtlichem Kartenmaterial (topographische Karten im Maßstab 1:10.000 bis 1:25.000) in Verbindung mit Luftbildern. Es beschreibt die Landschaft in 7 verschiedenen Objektbereichen, u. a. Verkehr, Siedlung, Gewässer, Vegetation, Relief. Diese Objektbereiche sind in weitere Objektgruppen (z. B. Straßenverkehr, Schienenverkehr ...) unterteilt, welche wiederum weiter klassifiziert sind (Straßen, Wege ...). Siedlungen werden nach Industrie- und Gewerbefläche, Fläche gemischter Nutzung, Wohnbaufläche usw. unterschieden.

Laser-Geländeaufnahmen werden inzwischen von einer Reihe von Firmen durchgeführt. Die Befliegungskosten liegen in einem Bereich von 500 bis 1.000 DM/km². Es gibt Absprachen unter den Bundesländern, daß in den kommenden Jahren eine flächendeckende Aufnahme aller Bundesländer mit diesem Verfahren erfolgen soll (die

Erfassung von NRW ist fast abgeschlossen). Allerdings geht es dabei bislang lediglich um eine Erstellung von Geländemodellen ohne eine explizite Darstellung der Bauwerkskörper. Es wäre aber mit relativ geringem Aufwand möglich, gebäudebezogene Auswertungen der bereits vorgenommenen Befliegungen nachzuholen.

7.2.2.2 Auswertungsroutinen zur Erfassung von Gebäudekörpern und –konstellationen

Die Verknüpfungsmöglichkeiten zu anderen digitalen Kartenwerken und Statistiken sollen hier zunächst unbeachtet bleiben, weil sie sich besser am konkreten Beispiel prüfen lassen. Mit einer Darstellung von Programmierungsschritten soll vor allem die prinzipielle Machbarkeit der Methode c) nachgewiesen werden. Es ist davon auszugehen, daß sich im weiteren Verlauf einer Beschäftigung mit dieser Methode wesentlich rationellere und mehr Analysesicherheit bietende Lösungsvorschläge erarbeiten lassen.

Eingangsinformation

Es wird davon ausgegangen, daß die Laser-Photogrammetrieaufnahmen schließlich zu einer Eingangsinformation führen, Gebäudehöhen in Abständen von einem Meter Gauß-Krüger-Koordinaten zuzuordnen. Eine Datenzeile wird entsprechend aus einem x-Wert, einem y-Wert und einer Höhenangabe bestehen, falls sich in der betreffenden Zelle ein Gebäude befindet. Die Reihenfolge der Datenzeilen wird sich z. B. im ersten Rang nach laufenden x-Koordinaten und im zweiten Rang nach laufenden y-Koordinaten orientieren. Die zweifellos im Rahmen der Messungen auftretenden Fehlinterpretationen (z. B. Mißdeutung von Felsen als Gebäudekörper) müssen bereits vor einer weiteren Auswertung eliminiert sein.

Datenzeile:

- (1) x-Koordinate
- (2) y-Koordinate
- (3) ggf. Angabe einer Gebäudehöhe

1. Schritt: Filtrierung zur Reduzierung der Daten und Datenverarbeitung

Es wird angestrebt, daß sich die gesamte Bundesrepublik unter Vorgabe austauschbarer Prämissen in einem Durchlauf analysieren läßt. Dafür ist von vornherein ein Weg zu finden, die Auswertungen auf die dicht bebauten Flächen zu beschränken. Wenn berücksichtigt wird, daß die bebaute Fläche (= Hauptgruppe, inkl. Grünflächen, Gärten, Flughäfen, Deponien etc.) laut Statistischem Bundesamt 27 Tsd. km² von 357 Tsd. km² Gesamtfläche der Bundesrepublik beträgt, wird der hiermit verbundene Rationalisierungseffekt deutlich. Der Vorschlag für diese Filterung lautet:

- I. Das Gebäudevolumen (= Summe aller Gebäudehöhen in m²-Zellen) pro km²-Zelle mit einem vorab in Abhängigkeit von den Gesamtprämissen festzulegenden Mindestvolumen vergleichen.
- II. Falls das Volumen gleich Null ist oder das Mindestvolumen unterschreitet, werden die entsprechenden Zeilen markiert, damit sie in weiteren Auswertungen

übergangen werden. Hiermit soll erreicht werden, daß landwirtschaftliche Flächen, Felder, Gewässer u. a. naturnahe Flächen übersprungen werden. Das Mindestgebäudevolumen würde hierbei recht niedrig eingesetzt werden, um partiell auftretende höhere Volumendichten innerhalb der km²-Zellen oder Siedlungsbereiche, die von der Nachbarzelle in die betrachtete Zelle hineinragen, nicht zu ignorieren.

- III. Bei einer Überschreitung des Mindestgebäudevolumens werden für das Gebiet der betreffenden km²-Zelle in entsprechender Weise Hektarzellen analysiert, um weitläufige, über die Hektarfläche verteilte Bebauung gegenüber partieller verdichteter Bebauung auszusondern (siehe Abbildung 7-5). Hierbei würde die Abgrenzung bei einer wesentlich höheren Gebäudevolumendichte als bei der km²-Zelle vorgenommen werden.
- IV. Möglicherweise bietet es sich an, die Betrachtung in einem weiteren Schritt zu verfeinern, indem für die Überschreitungsfälle ein erneuter Durchlauf in der beschriebenen Weise vorgenommen wird, wobei für die betroffenen Rasterzellen z. B. eine Zerlegung in Viertelhektarzellen erwogen werden könnte (siehe Abbildung 7-6).
- V. Zum Abschluß dieser Prozedur würde festgelegt sein, welche der auf das Meter-raster bezogenen Ausgangszeilen in der Betrachtung enthalten bleiben.

| |
|---|
| Datenzeile: (1) x-Koordinate (2) y-Koordinate (3) ggf. Angabe einer Gebäudehöhe (4) in die weitere Auswertung einbezogen? Ja/nein |
|---|

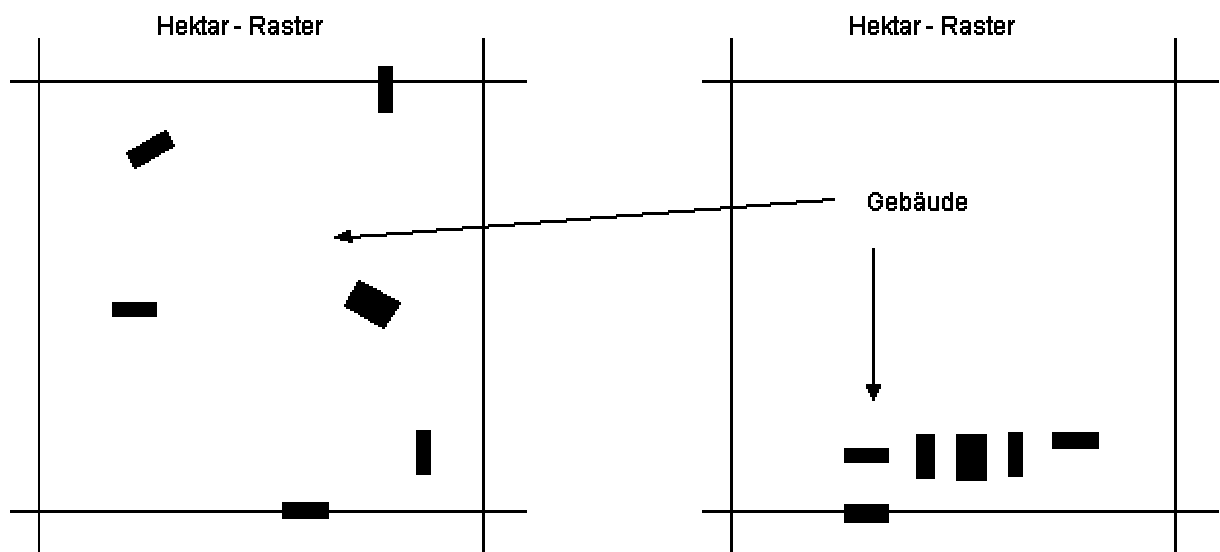


Abbildung 7-5: Veranschaulichung einer extrem unterschiedlichen Siedlungscharakteristik bei gleichem Gebäudevolumen pro Hektar

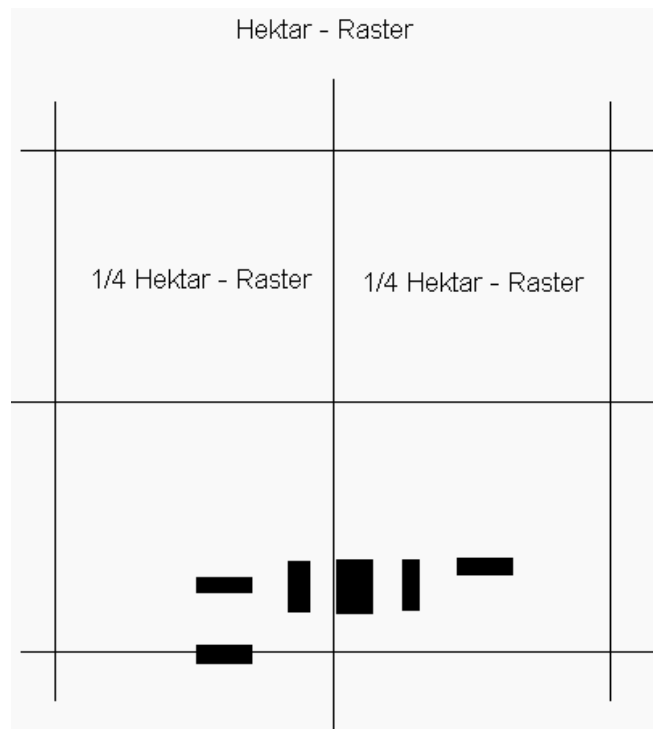


Abbildung 7-6: Identifizierbarkeit von konzentrierten Bebauungen in Abhängigkeit vom Rastermaß

2. Schritt: Erfassung zusammenhängender Gebäudekörper

Die Ausgangsdaten enthalten lediglich Informationen zur Anordnung von quaderförmigen Gebäudezellen. Falls sich Gebäude berühren, werden sie als gemeinsame Gebäudekörper identifiziert. Reihenhäuser werden sich allenfalls bezüglich der Gebäudetiefe und -höhe von Mehrfamilienhäusern unterscheiden. Auch Blockrandbebauungen werden zum überwiegenden Teil als durchgängige Baukörper in Erscheinung treten. Eine Identifizierung von Gebäudetypen wäre allein auf dieser Basis zu spekulativ. Falls ein derartiger Schritt erwogen wird, dann sollte dies auf jeden Fall auf der Basis einer Verknüpfung mit anderen Datenquellen geschehen. Aber Wärmeversorgungsverhältnisse lassen sich in gewissem Maße auch aus zusammengefaßten Gebäudekörpern und -konstellationen rückschließen, weil Gebäudevolumina einigermaßen mit dem Heizenergiebedarf korrelieren. Große Ungenauigkeiten werden allerdings auftreten, wenn der Anteil unbeheizter Gebäude bedeutend ist. Auch bleibt allein auf dieser Datengrundlage unsicher, in welchem Maße unterschiedlicher Prozeßwärmebedarf die Versorgungsbedingungen in den jeweiligen Einzelfällen beeinflusst. Eventuell bietet es sich an, Sonderbauten, die z. B. durch eine im Vergleich zum Volumen niedrige Höhe bzw. große Gebäudebreite auffallen, in einer Sondergruppe zu führen.

Die Erfassung zusammenhängender Gebäudekörper stellt in jedem Fall einen sinnvollen Ausgangsschritt dar. Die Prozedur könnte folgendermaßen aussehen:

- I. Das gesamte Untersuchungsgebiet wird entlang der Meterstreifen, die sich ergeben, wenn die Betrachtung in der ursprünglichen Zeilenreihenfolge (siehe Spezifizierung der Eingangsinformationen) darauf analysiert wird, ob in der jeweiligen Nachbarzeile eine Höhenangabe auf eine Gebäudezelle hinweist. Falls dies zutrifft, wird in den beiden betreffenden Datenzeilen in einer weiteren Spalte eine

gleichlautende Nummer eingetragen. Dabei werden die Bezüge in Richtung des Meterstreifens und darüber hinaus rechtwinklig dazu (zur benachbarten Zelle im nächsten Meterstreifen) untersucht (siehe Abbildung 7-7). Nach Abschluß dieses Durchlaufes werden in den vorher als relevant eingestuft Gebieten (Schritt 1) zusammenhängende Gebäudekörper laufend durchnummeriert sein.

- II. Damit ist eine Voraussetzung geschaffen worden, Volumina von zusammenhängenden Baukörpern zu ermitteln (= Summe aller Säulen bzw. Höhen eines mit gleicher Nummer registrierten Objektes). Dabei ist davon auszugehen, daß es aufgrund des verwendeten Meter-Rasters zu einer Überbewertung des Gebäudevolumens kommt. Gebäudeumrisse werden ja nicht als gerade Kanten berücksichtigt, sondern in Form von quaderförmigen in Koordinatenrichtung gestellten Säulen, die über die Gebäudegrundrißfläche herausragen. Dieser Fehler wird sich näherungsweise mit Hilfe von Abschlagfaktoren eliminieren lassen, wobei auch zu berücksichtigen ist, ab welchem Bebauungsgrad einer Rasterzelle im Rahmen der Aufnahmeauswertung eine Höheneintragung erfolgt. Andere Fehlinterpretationen, wie eine fehlende Identifikation von Loggien und Dachüberständen, lassen sich dagegen nicht systematisch ausgleichen, werden aber wahrscheinlich von untergeordneter Bedeutung sein. Die Ausklammerung von unbeheizten Gebäuden wird sich nur mit Hilfe ergänzender Dateninformationen realisieren lassen.

Datenzeile:

- (1) x-Koordinate
- (2) y-Koordinate
- (3) ggf. Angabe einer Gebäudehöhe
- (4) in die weitere Auswertung einbezogen? Falls ja, dann
- (5) Gebäudenummer
- (6) Gebäudevolumen
- (7) Gebäudegrundfläche (= Anzahl der Zellen eines Gebäudes)

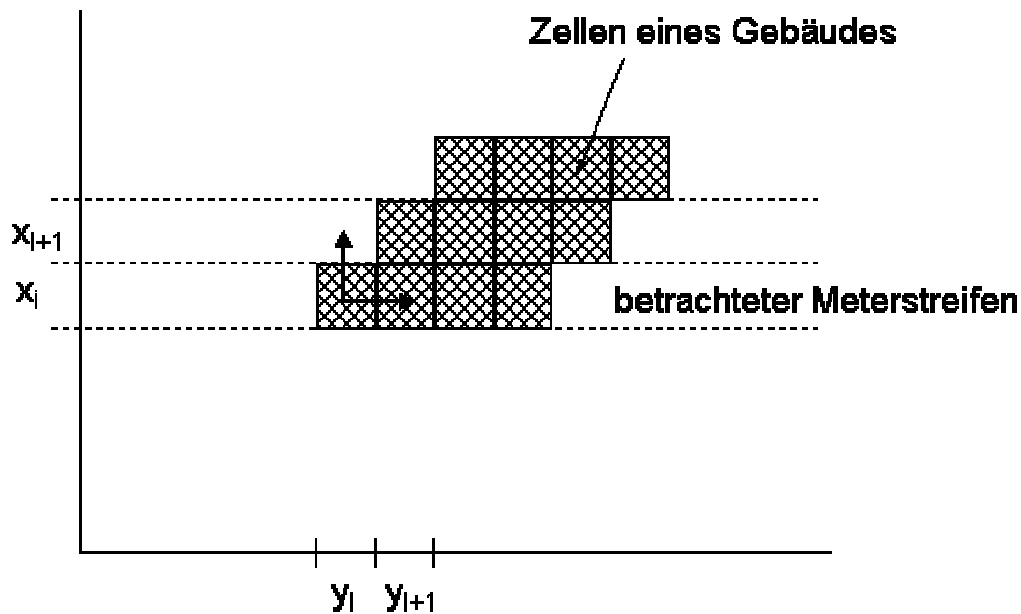


Abbildung 7-7: Analyse zur Ermittlung zusammenhängender Gebäudekörper

3. Schritt: Erfassung von Gebäudekonstellationen

Für die Erfassung von Voraussetzungen der leitungsgebundenen Wärmeversorgung genügt es nicht, die Gebäudevolumina bestimmt zu haben, sondern es müssen Bebauungsdichten oder besser noch Konstellationen von Gebäuden zueinander erfaßt werden. Die Erfassung von Bebauungsdichten, z. B. in Hektar-Rasterzellen, wäre eine einfache, aber relativ grobe Möglichkeit. Demgegenüber stellt die Ermittlung von Bebauungsdichten, bezogen auf die Fläche geschlossener Siedlungsgebiete, auf die im folgenden eingegangen wird, eine wesentliche Verbesserung dar. Hierbei geht es vor allem darum, geschlossene Bebauungsgebiete sachgerecht abzugrenzen. Das Kriterium hierfür liefern die zulässigen Abstände der Gebäude zueinander, die von den zulässigen Verteilungskosten und damit Verteilungsleitungslängen bestimmt werden. Dabei ist zu beachten, daß die zulässigen Versorgungsleitungslängen mit zunehmendem Absatzvolumen steigen. Mit diesen Überlegungen wird folgende automatische Auswertung vorgeschlagen:

- I. Unter Berücksichtigung der für einen Durchlauf vorgenommenen Prämissen (Wirtschaftlichkeitseckdaten etc.) wird anhand einiger Standardmodellfälle (evtl. anhand ausgewählter Siedlungstypen) eine Beziehung zwischen objektweisem Wärmeabsatz und zulässigen Versorgungsleitungslängen und hierauf aufbauend bezogen auf anschließbare Gebäudevolumen ermittelt.
- II. Das gesamte Untersuchungsgebiet wird wiederum in der ursprünglichen Zeilenreihenfolge (also in Meterstreifen) analysiert, indem jeweils in den mit Gebäudekörpern belegten Zellen geprüft wird, ob sich in einem akzeptablen Abstand Zellen eines anderen Gebäudes befinden (identifizierbar aufgrund einer abweichenden Gebäudekörpernummer, die in Schritt 2 vergeben wurde). Dabei bietet es sich an, die Existenz von nahen Gebäudezellen in Richtung des Meterstreifens, rechtwinklig dazu, unter 45° sowie unter 135° zu prüfen (siehe Abbildung 7-8). Der maximale Abstand wird dabei in Abhängigkeit des Volumens des Ausgangsgebäudes berücksichtigt. Bei schrägen Betrachtungsrichtungen werden die Koordinatenabstände mittels Division der Maximaldistanz durch $\sqrt{2}$ (auf volle Meter gerundet) errechnet. Falls eine „fremde“ Gebäudezelle innerhalb der zulässigen

Distanz vorhanden ist, wird in einer weiteren Spalte eine laufende Nummer für ein Siedlungsgebiet eingeführt und diese an sämtliche Zellen bzw. Datenzeilen des Ausgangsgebäudes und des nahen Gebäudes angefügt. Die Zellen bzw. Datenzeilen eines weiteren im Nahbereich des Gebäudepaars befindlichen Gebäudes erhalten dann die gleiche Nummer usw. Schließlich werden zusammenhängende Siedlungen jeweils mit gleichen Gebietsnummern versehen sein.

- III. Da die Einschätzung der zulässigen Gebäudeentfernung bis hier noch von dem Volumen des zuerst als Bestandteil einer Gebäudegruppe bzw. Siedlung identifizierten Gebäudes abhängig ist und damit einer gewissen Zufälligkeit unterliegt, ist es eventuell sinnvoll, Teilschritt II in einem weiteren Iterationsschritt zu wiederholen, indem z. B. das Durchschnittsvolumen der bereits als Bestandteil einer relevanten Siedlung bzw. Gebäudegruppe identifizierten Gebäude als maßgebliche Orientierung für die Maximaldistanz genommen wird. Weiterhin kann dem Umstand Rechnung getragen werden, daß zulässige Leitungsinvestitionen mit zunehmender Größe eines zusammenhängenden Siedlungsgebietes steigen, indem die Gebäudevolumensumme der Siedlung in den weiteren Iterationsschritt einfließt.
- IV. Die Wärmeerzeugungskosten im Rahmen von Nah/Fernwärmesystemen werden in hohem Maße von der Größe des Wärmeabsatzpotentials beeinflusst. Große KWK-Anlagen kommen zu niedrigeren Wärmeerzeugungskosten als kleine BHKW-Anlagen. Als weiteren Teilschritt würde es sich anbieten, die Teilschritte I und II zu wiederholen, indem Abstände von Siedlungsgebieten mit in Abhängigkeit des Gebäudegesamtvolumens eines Gebietes angesetzten Maximalentfernungen verglichen werden, die dann deutlich höher als die tolerierten Gebäudeabstände im Rahmen der Analyse des Umfanges einer Siedlung ausfallen würden.

Datenzeile:

- (1) x-Koordinate
- (2) y-Koordinate
- (3) ggf. Angabe einer Gebäudehöhe
- (4) in die weitere Auswertung einbezogen? Falls ja, dann
- (5) Gebäudenummer
- (6) Gebäudevolumen
- (7) Gebäudegrundfläche
- (8) Nr. einer geschlossenen Siedlung
- (9) Gebäudevolumen der Siedlung
- (10) Gebäudefläche der Siedlung

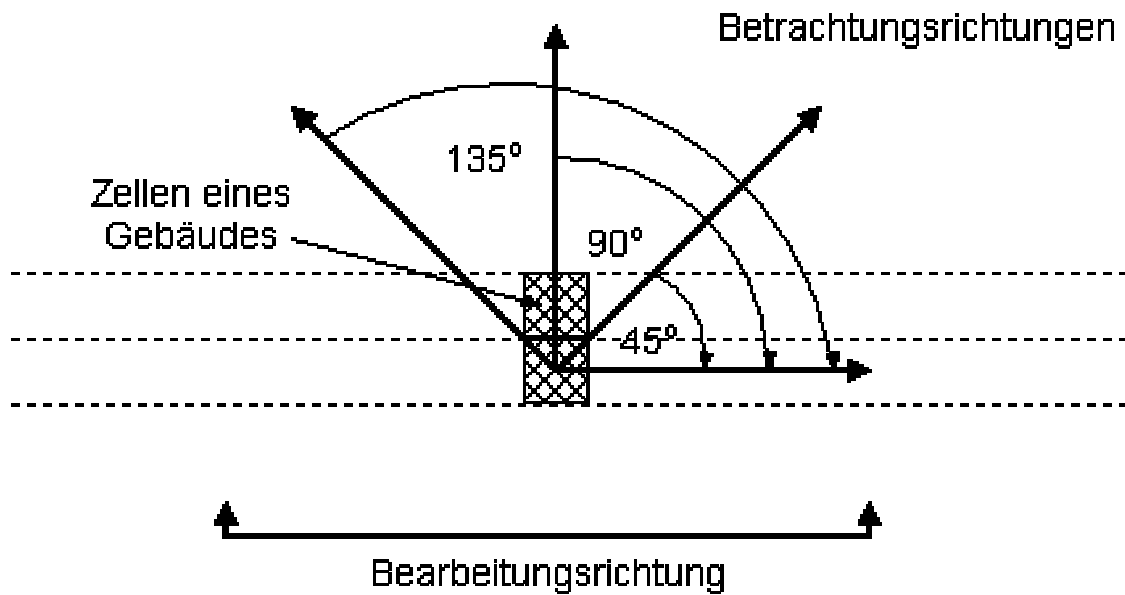


Abbildung 7-8: Betrachtungsrichtungen zur Ermittlung von Nachbargebäudezellen

4. Schritt: Erfassung von Gebäudevolumendichten

Die Erfassung von Gebäudevolumendichten, bezogen auf Siedlungsflächen, stellt wahrscheinlich gegenüber einer Berücksichtigung von Gebäudekonstellationen den weniger anspruchsvollen Weg dar. So wird hier zunächst auf die für die Ermittlung von Gebäudevolumendichten erforderlichen Teilschritte eingegangen:

- I. Es werden für die nummerierten Siedlungsgebiete die extremen Koordinaten festgestellt. Aus den zwei x- und y-Werten läßt sich eine Rechteckfläche bestimmen, die freilich (weil die Gebietsgrenzen selten genau rechteckig und parallel zum Koordinatensystem liegen) i. d. R. deutlich größer als das tatsächliche Siedlungsgebiet ist.
- II. In zwei weiteren Spalten werden für die Bereiche, in denen nummerierte Siedlungen vorkommen, x- und y-Werte eines um 45 % gedrehten Koordinatensystems errechnet.
- III. Es werden wiederum extreme Koordinaten für die nummerierten Siedlungsgebiete, bezogen auf dieses Koordinatensystem, bestimmt. Hieraus ergibt sich eine andere Rechteckfläche.
- IV. Anschließend wird die überlappende Fläche der beiden koordinatenmäßig erfaßten Rechteckflächen bestimmt (siehe Abbildung 7-9).
- V. Diese Fläche dürfte einen hinreichend genauen Bezug zur Ermittlung einer relevanten Gebäudevolumendichte einer Gebäudegruppe oder Siedlung bieten, so daß lediglich das vorher bereits ermittelte Gebäudegesamtvolumen durch diesen Wert zu dividieren ist.

Datenzeile:

- (1) x-Koordinate
- (2) y-Koordinate
- (3) ggf. Angabe einer Gebäudehöhe
- (4) in die weitere Auswertung einbezogen? Falls ja, dann
- (5) Gebäudenummer
- (6) Gebäudevolumen
- (7) Gebäudegrundfläche
- (8) Nr. einer geschlossenen Siedlung
- (9) Gebäudevolumen der Siedlung
- (10) Gebäudefläche der Siedlung
- (11) Rechteckfläche der Siedlung
- (12) x' -Koordinate
- (13) y' -Koordinate
- (14) Rechteckfläche der Siedlung in anderer Richtung
- (15) Relevante Siedlungsfläche
- (16) Gebäudevolumendichte
- (17) Gebäudeflächendichte

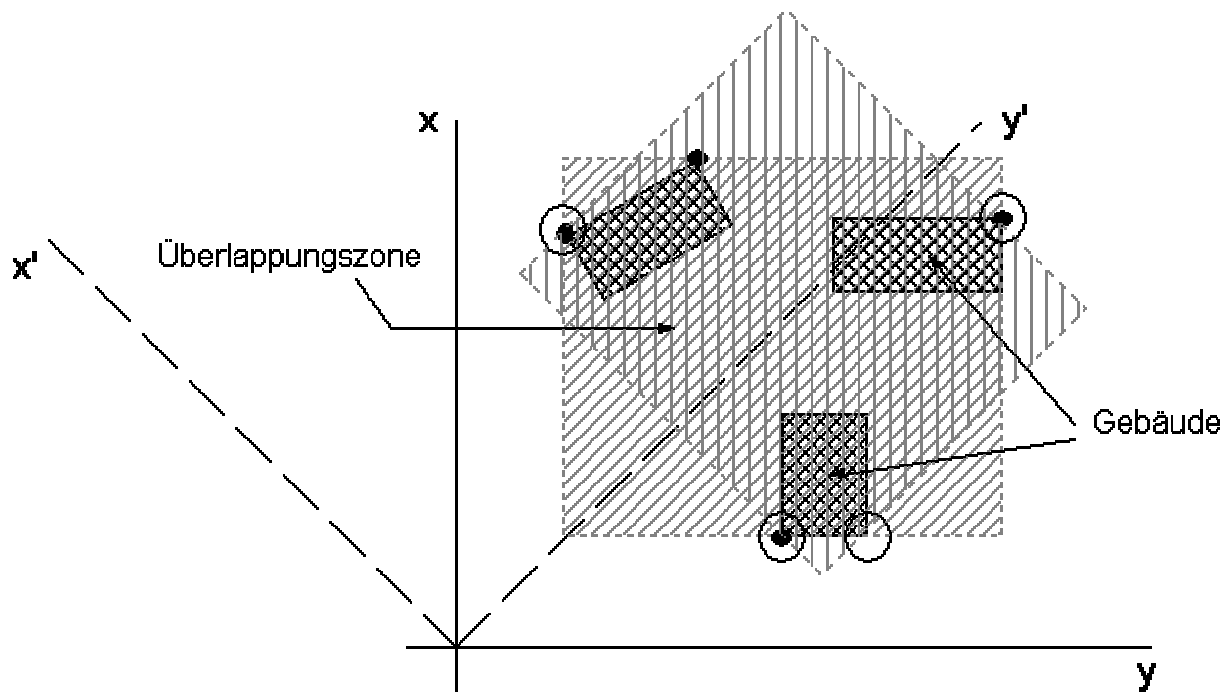


Abbildung 7-9: Ermittlung einer relevanten Siedlungsfläche

Alternative zu Schritt 3 und Schritt 4:

Die Zahl der Rechenoperationen würde deutlich steigen, wenn die Betrachtung stärker auf Gebäude- und Siedlungskonstellationen bezogen werden würde. Aber prinzipiell müßte, wie anhand der Darstellung der hierfür erforderlichen ersten Teilschritte deutlich wird, auch diese Herangehensweise machbar sein:

- I. Die Teilschritte I und II erfolgen bis auf zwei Abweichungen wie beim 3. Schritt. Die Abweichungen lauten, daß die auftretende Entfernung der in Reichweite befindlichen „fremden“ Gebäudezelle ebenfalls erfaßt wird. Außerdem würde die Prozedur für jede Randzelle eines Gebäudes durchgeführt werden.
- II. Hieraus ergibt sich in der Beziehung zweier Gebäude ein Spektrum von Entfernungen. So ließe sich beispielsweise hieraus die ungefähre minimale Entfernung zweier benachbarter Gebäudekörper zueinander ermitteln.

Eine Untergliederung in Siedlungstypen ist aus den bis zu diesem Schritt gewonnenen Informationen vorstellbar, wenn die Gebäudebezüge einer Siedlung in Form von Vektoren weiterbehandelt werden. Als Bezugspunkt könnte eine Randzelle eines der einer Siedlung zugeordneten Gebäude oder dessen Grundflächenschwerpunkt dienen (siehe Abbildung 6).

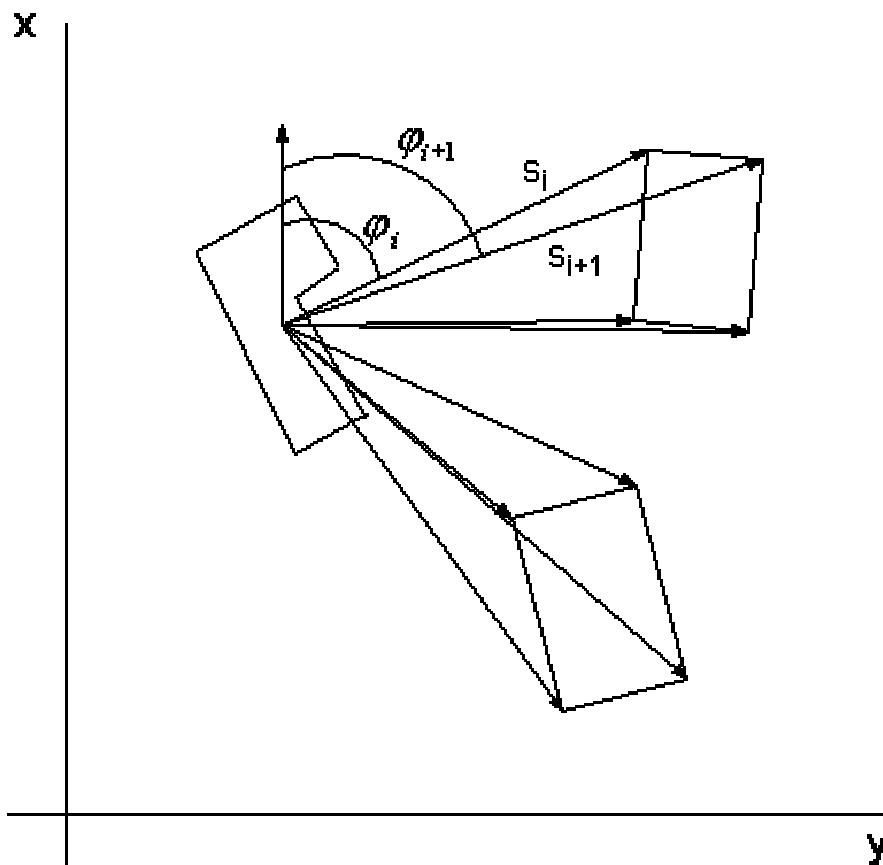


Abbildung 7-10: Übergang zu einer Darstellung von zusammenhängenden Gebäudegruppen bzw. Siedlungen in Vektoren

5. Schritt: Potentiale für leitungsgebundene Raumwärmeversorgung

Das Ziel lautet, wirtschaftliche Nah/Fernwärmeabsatzpotentiale bestimmen zu können. Dies wird allerdings erst in angemessener Weise gelingen, wenn über andere Datensätze eine Berücksichtigung der räumlichen Verteilung des Prozeßwärmebedarfs erfolgt.

- I. Aus dem ermittelten Gebäudegesamtvolumen läßt sich mittels Ansätzen zum volumenbezogenen Raumwärmebedarf auf Wärmeabsatzpotentiale schließen.
- II. Die siedlungsspezifischen Gebäudevolumendichten korrelieren mit der Höhe der Verteilungskosten, so daß sich hierüber Betrachtungen zu wirtschaftlichen Nah/Fernwärmeabsatzpotentialen durchführen lassen.

Die vorangegangenen Betrachtungen haben einen Nachweis erbracht, daß die Ergebnisse der Laser-Photogrammetrie eine verwendbare Basis zur Ermittlung regionaler und nationaler Nah- und Fernwärmepotentiale und damit der Siedlungs-KWK darstellen. Da hierdurch lediglich Rückschlüsse, bezogen auf die Verteilung der Raumwärmeversorgung, möglich sind, bedarf es in jedem Fall einer Verknüpfung mit weiteren Datenquellen, die einen Aufschluß zur regionalen Verteilung des Prozeßwärmebedarfs bieten können. Eine Verknüpfung mit weiteren Datenquellen würde zudem die Aussagegenauigkeit verbessern helfen. Die weitere Entwicklung dieses Verfahrens soll entsprechend anhand eines konkreten Siedlungsbeispiels erfolgen. Diese Betrachtungen sind der nächsten Projektphase vorbehalten.

7.3 Regionalisierung im Energiesystem-Flächenmodell

Innerhalb von Energiesystemmodellen wird aggregiert das Energiesystem eines Landes bzw. einer oder mehrerer Regionen modelliert, um entsprechend unter Berücksichtigung umwelt- und energiepolitischer Randbedingungen kostenoptimale Versorgungsstrukturen zu ermitteln. Damit kann anschaulich der Beitrag einer Technologie (z. B. der KWK) zum Klimaschutz mit alternativen Minderungsoptionen für die unterschiedlichen Emittenten verdeutlicht werden. Um den regionalen Beitrag der Technik zur Emissionsminderung zu verdeutlichen, ist jedoch eine detaillierte regionale Betrachtung notwendig.

Bisher wird die Nah- und Fernwärmeversorgung in Energiesystemmodellen aggregiert abgebildet. Es handelt sich hierbei um sogenannte Punktmodelle. Innerhalb der Energiesystemmodelle sind unterschiedliche Versorgungsaufgaben mit der möglichen Kombinationsvielfalt der bereits eingesetzten und zukünftigen Techniken abgebildet. Für die Bestimmung der Versorgungsaufgaben wurden Erzeugungs-, Bestands- und Verbrauchsstatistiken ausgewertet, um alle im Energiesystem Deutschland eingesetzten Techniken zu berücksichtigen. In Abbildung 7-11 ist eine vereinfachte Darstellung der Modellierung der Nah- und Fernwärmeversorgung in Energiesystemmodellen für die Versorgung der Haushalte mit Niedertemperaturwärme enthalten. Die abgebildete zentrale Wärmeherzeugung setzt sich aus einer Vielzahl unterschiedlicher Erzeugungstechnologien auf Basis fossiler und erneuerbarer Energieträger zusammen. Hierbei handelt es sich um Repräsentanten für alle in Deutschland bestehenden Anlagen und für mögliche zukünftige Anlagen (z. B. Erdgas-GuD-Anlagen oder Biomasse-Heizwerke). Innerhalb der Erzeugungstechnologien wird nach Leistungsklassen unterschieden. Die Nahwärme- und Fernwärmeverteilung ist entsprechend der unterschiedlichen funktionellen Teilaufgaben (Transport, Hauptverteilung, Mittel- und Feinverteilung) als aufeinander folgende parallele Ketten

von Prozessen abgebildet. Aufgrund der Parallelität können unterschiedliche alternative Verteilungsklassen abgebildet werden. Diese unterscheiden sich in ihren Kosten und Nachfrage- und Energieverbrauchspotentialen. Dadurch wird grob z. B. zwischen unterschiedlichen Erschließungskosten für Blockbebauung und Neubaugebiete oder Versorgungsstrukturen in Städten innerhalb von Kernregionen oder in ländlichen Regionen differenziert. Innerhalb des Modells sind die existierenden Netze als Bestände abgebildet, die bei entsprechender Nachfrage im Modell erweitert werden.

Durch die reine Typisierung nach Versorgungsaufgaben werden regionale Unterschiede nicht erfaßt. Dadurch können im Extremfall alle im Modell abgebildeten bestehenden Heizkraftwerke in alle modellierten Verteilungsnetze einspeisen. Diese wiederum können alle Verbraucher (beispielsweise alle Gebäudetypen) mit Fernwärme versorgen. Um diese Extremfälle zu vermeiden, sind im Vorfeld mit Simulationsmodellen maximale und minimale Kapazitäts-, Flußrestriktionen und Marktanteile bestimmt worden. Aufgrund der dann verwendeten Durchschnittswerte ergeben sich plausible Ergebnisse, deren regionaler Bezug realen Versorgungsgebieten zugeordnet werden kann. Aufgrund der Modelleinschränkung (über Restriktionen) wurde jedoch der Lösungsraum eingeschränkt. Wie bei einem Simulationsansatz kann hierbei nur sicher von einem lokalen Optimum ausgegangen werden. Im Gegensatz zum reinen Simulationsansatz ist die Anzahl der Untersuchungsvarianten jedoch erheblich größer.

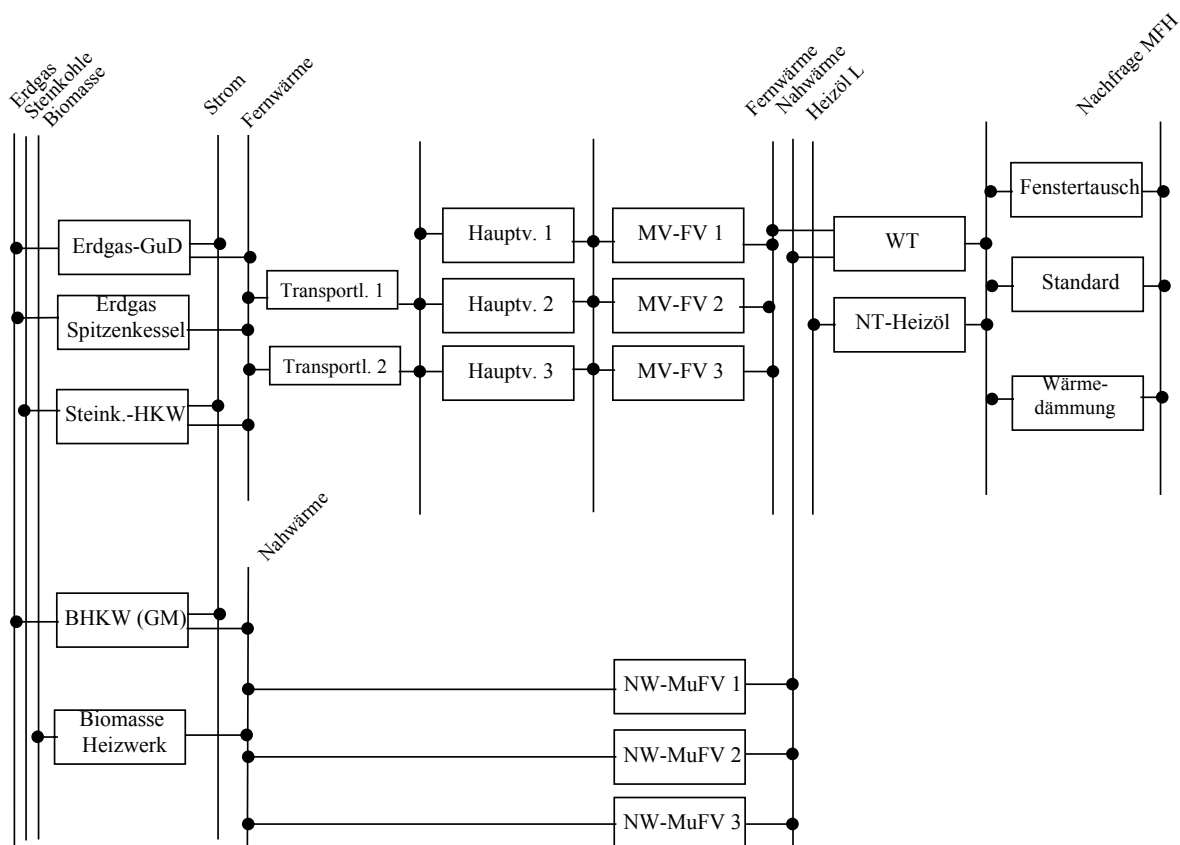


Abbildung 7-11: Vereinfachte Darstellung der Abbildung der Fern- und Nahwärme in Energiesystemmodellen

Um daher die Nah- und Fernwärmeversorgung regionalisiert adäquat abzubilden, ist es notwendig, bestehende große Fernwärmeversorgungsgebiete einzeln innerhalb des Modells zu erfassen. Für ein Energiesystemmodell für Deutschland ist hierbei eine Unterteilung nicht nur in Bundesländer, sondern auch deren regionale Aufgliederung notwendig. Betrachtet man beispielsweise das Bundesland Bayern, so kann für die öffentliche Fernwärmeversorgung eine Aufteilung wie in Tabelle 7–1 dargestellt vorgenommen werden.

| | Arbeit | Wärme- höchst- last | gesicher- te Eng- paßleist. | KWK, Wärme | KWK, el. Arbeit | HK, Wärme |
|---|--------------|---------------------------|-----------------------------------|---------------|--------------------|--------------|
| Region | [TJ] | [MW] | [MW] | [PJ] | [PJ] | [PJ] |
| München | 17572 | 1470,3 | 3076,3 | 13,335 | 4,031 | 4,804 |
| Nürnberg | 4889 | 471,5 | 748,9 | 4,482 | 1,320 | 0,392 |
| Klasse I (Würzburg, Augsburg, Erlangen) | 5012 | 516,5 | 817 | 3,913 | 1,230 | 0,671 |
| Klasse II (50 000 - 100 000) | 1230 | 58,2 | 233 | 0,833 | 0,290 | 0,018 |
| Klasse III (20 000 - 50 000) | 796 | 97,1 | 106,7 | 0,095 | 0,048 | 0 |
| Klasse IV (-> 20 000) | 401 | 47 | 66,3 | 0,338 | 0,276 | 0,063 |
| Summe: | 29900 | 2660,6 | 5048,2 | 23,00 | 7,19 | 5,95 |

Tabelle 7–1: Exemplarische Unterteilung des Bundeslandes Bayern in regionale Fernwärmeversorgungsregionen 1998 (öffentliche Wärmeversorgung)

Hierbei wurde, entsprechend der Einwohnerzahl und der damit verbundenen Bevölkerungsdichte, Bayern in sechs Fernwärmeversorgungsregionen unterteilt. Die beiden größten Städte Bayerns, München und Nürnberg, wurden getrennt behandelt. In der Versorgungsklasse I wurden die Großstädte (über 100.000 Einwohner) Würzburg, Augsburg und Erlangen zusammengefaßt. Die weiteren Klassen II bis IV umfassen nicht explizit einzelne Gemeinden bzw. Städte, sondern entsprechen der Aggregation entsprechend ihrer Einwohneranzahl. Das ökonomische Potential der Fernwärmeversorgung nimmt auch entsprechend der geringeren Wärmedichte ab. Aufgrund der eher ländlichen Struktur der Gemeinden in Klasse VI ist hier jedoch das Potential an Biomasse höher, so daß durch die Aufteilung in Fernwärmeversorgungsregionen gleichzeitig ein unterschiedliches Angebot regenerativer Energieträger erfaßt ist (vgl. Abbildung 7-12).

Die regionale Untergliederung des Energiesystems wird in der Modelltopologie berücksichtigt. Entsprechend der Anzahl der Regionen werden die Erzeugungs-, Verteilungs- und Verbrauchsstruktur als im Wärmemarkt unabhängige Netze abgebildet (vgl. Abbildung 7-12). Dadurch werden die lokalen Kraftwerkskapazitäten eindeutig der regionalen Versorgungsstruktur zugeordnet. Entsprechend werden nicht in allen Regionen alle möglichen Heizkraftwerkstechnologien abgebildet. Im Gegensatz zur ursprünglichen Abbildung der Fernwärmeversorgung werden die Ausbaustufen der Fernwärmeverteilung zusätzlich weiter differenziert.

Der Austausch der in KWK-Anlagen erzeugten Strommengen mit unterschiedlichen Regionen bzw. der Export ist weiterhin möglich. Um den Ersatz und den Zubau neuer Kraftwerke realitätsnäher abzubilden, ist es weiter notwendig, hierfür einen binä-

ren Zubau vorzunehmen. Entsprechend ist der LP-Ansatz auf einem GLP-Ansatz zu erweitern. Durch die GLP-Erweiterung kann gleichzeitig der stückweise Ausbau der Fernwärmeversorgung bzw. die Kostendegression, die durch großflächigeren Ausbau des Verteilungsnetzes oder durch höhere Anschlußgrade erzielbar sind, abgebildet werden.

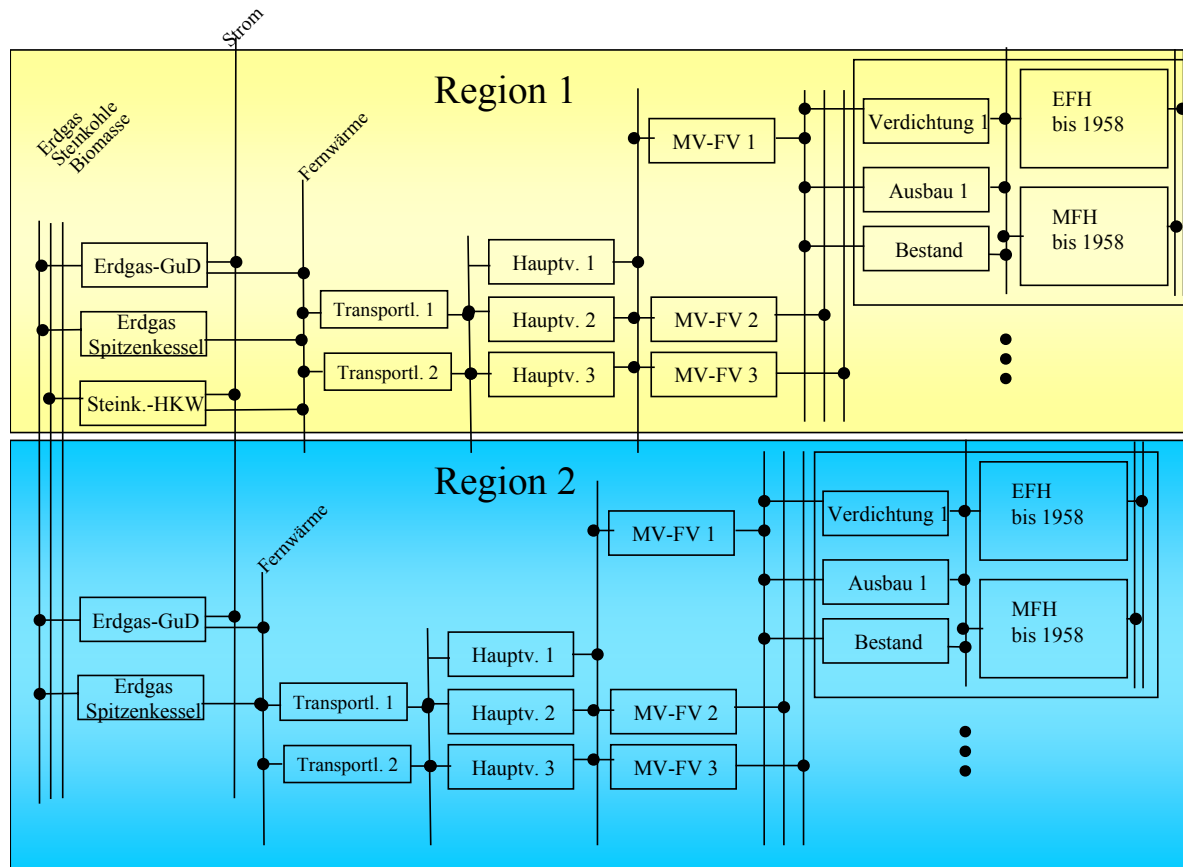


Abbildung 7-12: Übergang von linearen zusammenhängenden zur baumartigen regionalisierten Struktur in Energiesystemmodellen

In Tabelle 7–2 wurde eine erste Aufteilung der Netzkapazitäten der Fernwärmeversorgung in Bayern auf unterschiedliche Regionen und Verteilungsklassen durchgeführt. Die gesamte Wärmeverbrauchsentwicklung aller regional unterschiedlichen Fernwärmeklassen Bayerns basiert auf einer Hochrechnung aller Gebäudetypen (vgl. Gebäudetypenmatrix) des Gebäudebestandes Bayern unter Berücksichtigung des Sanierungszustandes der Gebäude /Rouvel 2000/. Die Einteilung der Verteilungsklassen wurde in Abhängigkeit der Verteilungskosten vorgenommen. Hierfür wurde beispielsweise für München die Verteilungsklasse I aus den Gebieten des Siedlungstyps ST 9 bis ST 11b, die der Verteilungsklasse II aus den Gebieten ST 4 bis ST 8 und die der Verteilungsklasse III aus ST 1 bis ST 3b und ST 12 zusammengesetzt. Innerhalb der einzelnen Klassen ist zwischen dem Bestand und dem Ausbaupotential zu unterscheiden, wobei das Ausbaupotential sich wiederum aus den Verdichtungsgebieten und den Ausbau bzw. Neubaugebieten zusammensetzt.

| | | | 1998 | 2000 | 2005 | 2010 | 2015 | 2020 | | |
|--------------------|--------|--------------------------|-----------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Klasse München | Gesamt | Wärmehöchstleistung | MW | 3636,77 | 3670,64 | 3742,41 | 3732,55 | 3713,79 | 3675,23 | |
| | | Gesamtwärmeverbrauch | PJ | 24,88 | 25,11 | 25,60 | 25,53 | 25,40 | 25,14 | |
| | | EFH Alt | PJ | 17,00 | 16,83 | 16,46 | 15,98 | 15,37 | 14,66 | |
| | | MFH Alt | PJ | 7,42 | 7,38 | 7,26 | 7,07 | 6,86 | 6,59 | |
| | | EFH Neu | PJ | 0,28 | 0,56 | 1,17 | 1,54 | 1,96 | 2,40 | |
| | | MFH Neu | PJ | 0,17 | 0,34 | 0,71 | 0,94 | 1,21 | 1,48 | |
| | FW | Gesamtkapazität | MW | 2806 | 2806 | 1) | 1) | 1) | 1) | |
| | | Arbeit | TJ | 18562 | 18562 | 1) | 1) | 1) | 1) | |
| | | Verteilung Klasse I | Potential | MW | 997,93 | 1007,22 | 1026,92 | 1024,21 | 1019,06 | 1008,48 |
| | | | Bestand | MW | 841,80 | 841,80 | 841,80 | 841,80 | 841,80 | 841,80 |
| | | Verteilung Klasse II | Potential | MW | 1251,78 | 1263,43 | 1288,14 | 1284,74 | 1278,29 | 1265,01 |
| | | | Bestand | MW | 561,20 | 561,20 | 561,20 | 561,20 | 561,20 | 561,20 |
| | | Verteilung Klasse III | Potential | MW | 1387,06 | 1399,98 | 1427,35 | 1423,60 | 1416,44 | 1401,73 |
| | | | Bestand | MW | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Klasse Nürnberg | Gesamt | Wärmehöchstleistung | MW | 1441,27 | 1454,69 | 1483,14 | 1479,23 | 1471,80 | 1456,51 | |
| | | Gesamtwärmeverbrauch | PJ | 9,86 | 9,95 | 10,14 | 10,12 | 10,07 | 9,96 | |
| | | EFH Alt | PJ | 6,74 | 6,67 | 6,52 | 6,33 | 6,09 | 5,81 | |
| | | MFH Alt | PJ | 2,94 | 2,92 | 2,88 | 2,80 | 2,72 | 2,61 | |
| | | EFH Neu | PJ | 0,11 | 0,22 | 0,46 | 0,61 | 0,78 | 0,95 | |
| | | MFH Neu | PJ | 0,07 | 0,14 | 0,28 | 0,37 | 0,48 | 0,59 | |
| | FW | Gesamtkapazität | MW | 882 | 882 | 1) | 1) | 1) | 1) | |
| | | Arbeit | TJ | 4889 | 4889 | 1) | 1) | 1) | 1) | |
| | | Verteilung Klasse I | Potential | MW | 395,49 | 399,17 | 406,97 | 405,90 | 403,86 | 399,67 |
| | | | Bestand | MW | 246,96 | 246,96 | 246,96 | 246,96 | 246,96 | 246,96 |
| | | Verteilung Klasse II | Potential | MW | 496,09 | 500,71 | 510,50 | 509,15 | 506,59 | 501,33 |
| | | | Bestand | MW | 141,12 | 141,12 | 141,12 | 141,12 | 141,12 | 141,12 |
| | | Verteilung Klasse III | Potential | MW | 549,70 | 554,82 | 565,67 | 564,18 | 561,34 | 555,51 |
| | | | Bestand | MW | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Klasse I | Gesamt | Wärmehöchstleistung | MW | 2379,69 | 2401,85 | 2448,81 | 2442,37 | 2430,09 | 2404,86 | |
| | | Gesamtwärmeverbrauch | PJ | 16,28 | 16,43 | 16,75 | 16,71 | 16,62 | 16,45 | |
| | | EFH Alt | PJ | 11,12 | 11,01 | 10,77 | 10,46 | 10,06 | 9,60 | |
| | | MFH Alt | PJ | 4,86 | 4,83 | 4,75 | 4,63 | 4,49 | 4,31 | |
| | | EFH Neu | PJ | 0,18 | 0,37 | 0,77 | 1,01 | 1,28 | 1,57 | |
| | | MFH Neu | PJ | 0,11 | 0,22 | 0,46 | 0,62 | 0,79 | 0,97 | |
| | FW | Gesamtkapazität | MW | 1012,2 | 1012,2 | 1) | 1) | 1) | 1) | |
| | | Arbeit | TJ | 5012 | 5012 | 1) | 1) | 1) | 1) | |
| | | Verteilung Klasse I | Potential | MW | 652,99 | 659,07 | 671,95 | 670,19 | 666,82 | 659,89 |
| | | | Bestand | MW | 202,44 | 202,44 | 202,44 | 202,44 | 202,44 | 202,44 |
| | | Verteilung Klasse II | Potential | MW | 819,09 | 826,72 | 842,88 | 840,66 | 836,44 | 827,75 |
| | | | Bestand | MW | 202,44 | 202,44 | 202,44 | 202,44 | 202,44 | 202,44 |
| | | Verteilung Klasse III | Potential | MW | 907,61 | 916,07 | 933,98 | 931,52 | 926,84 | 917,21 |
| | | | Bestand | MW | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |

Tabelle 7–2: Exemplarische Unterteilung der Verteilungsnetzkapazitäten der Fernwärmeversorgung Bayerns auf unterschiedliche Regionen und Verteilungsklassen (Teil 1)

| | | | | | | | | | | |
|------------|--------------------------|--------------------------|-----------------|-------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Klasse II | Gesamt | Wärme höchstleistung | | MW | 1463,81 | 1477,44 | 1506,33 | 1502,36 | 1494,81 | 1479,29 |
| | | Gesamtwärmeverbrauch | | PJ | 10,01 | 10,11 | 10,30 | 10,28 | 10,22 | 10,12 |
| | | EFH Alt | | PJ | 6,84 | 6,77 | 6,62 | 6,43 | 6,19 | 5,90 |
| | | MFH Alt | | PJ | 2,99 | 2,97 | 2,92 | 2,85 | 2,76 | 2,65 |
| | | EFH Neu | | PJ | 0,11 | 0,23 | 0,47 | 0,62 | 0,79 | 0,97 |
| | | MFH Neu | | PJ | 0,07 | 0,14 | 0,29 | 0,38 | 0,49 | 0,60 |
| | FW | Gesamtkapazität | | MW | 249,3 | 249,3 | 1) | 1) | 1) | 1) |
| | | Arbeit | | TJ | 1230 | 1230 | 1) | 1) | 1) | 1) |
| | | Verteilung Klasse I | Potential | MW | 555,96 | 561,13 | 572,10 | 570,60 | 567,73 | 561,83 |
| | | | Bestand | MW | 69,80 | 69,80 | 69,80 | 69,80 | 69,80 | 69,80 |
| | | Verteilung Klasse II | Potential | MW | 226,31 | 228,41 | 232,88 | 232,27 | 231,10 | 228,70 |
| | | | Bestand | MW | 29,92 | 29,92 | 29,92 | 29,92 | 29,92 | 29,92 |
| | | Verteilung Klasse III | Potential | MW | 681,55 | 687,90 | 701,35 | 699,50 | 695,98 | 688,76 |
| Bestand | | | MW | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | |
| Klasse III | Gesamt | Wärme höchstleistung | | MW | 3812,76 | 3848,27 | 3923,51 | 3913,18 | 3893,51 | 3853,08 |
| | Gesamt | Gesamtwärmeverbrauch | | PJ | 26,08 | 26,32 | 26,84 | 26,77 | 26,63 | 26,36 |
| | | EFH Alt | | PJ | 17,82 | 17,64 | 17,26 | 16,75 | 16,12 | 15,37 |
| | | MFH Alt | | PJ | 7,78 | 7,73 | 7,61 | 7,42 | 7,19 | 6,91 |
| | | EFH Neu | | PJ | 0,30 | 0,59 | 1,23 | 1,61 | 2,06 | 2,52 |
| | | MFH Neu | | PJ | 0,18 | 0,36 | 0,74 | 0,99 | 1,27 | 1,55 |
| | | FW | Gesamtkapazität | | MW | 150,9 | 150,9 | 1) | 1) | 1) |
| | Arbeit | | TJ | 796 | 796 | 1) | 1) | 1) | 1) | |
| | Verteilung Klasse I | | Potential | MW | 390,11 | 393,74 | 401,44 | 400,38 | 398,37 | 394,23 |
| | | | Bestand | MW | 69,80 | 69,80 | 69,80 | 69,80 | 69,80 | 69,80 |
| | Verteilung Klasse II | | Potential | MW | 336,68 | 339,81 | 346,46 | 345,54 | 343,81 | 340,24 |
| | | | Bestand | MW | 29,92 | 29,92 | 29,92 | 29,92 | 29,92 | 29,92 |
| | Verteilung Klasse III | | Potential | MW | 737,18 | 744,04 | 758,59 | 756,59 | 752,79 | 744,97 |
| | | | Bestand | MW | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Klasse IV | Gesamt | Wärme höchstleistung | | MW | 22531,5 | 22741,3 | 23185,3 | 23124,9 | 23008,6 | 22769,3 |
| | Gesamt | Gesamtwärmeverbrauch | | PJ | 154,12 | 155,55 | 158,59 | 158,17 | 157,38 | 155,74 |
| | | EFH Alt | | PJ | 105,31 | 104,24 | 101,97 | 99,00 | 95,24 | 90,85 |
| | | MFH Alt | | PJ | 46,00 | 45,70 | 44,98 | 43,83 | 42,51 | 40,84 |
| | | EFH Neu | | PJ | 1,74 | 3,49 | 7,25 | 9,52 | 12,15 | 14,86 |
| | | MFH Neu | | PJ | 1,06 | 2,12 | 4,39 | 5,82 | 7,48 | 9,19 |
| | | FW | Gesamtkapazität | | MW | 92,3 | 92,3 | 1) | 1) | 1) |
| | Arbeit | | TJ | 401 | 401 | 1) | 1) | 1) | 1) | |
| | Verteilung Klasse I | | Potential | MW | 10673,2 | 10772,5 | 10983,2 | 10954,3 | 10899,3 | 10786,2 |
| | | | Bestand | MW | 70,61 | 70,61 | 70,61 | 70,61 | 70,61 | 70,61 |
| | Verteilung Klasse II | | Potential | MW | 1856,59 | 1873,88 | 1910,52 | 1905,49 | 1895,91 | 1876,22 |
| | | | Bestand | MW | 12,46 | 12,46 | 12,46 | 12,46 | 12,46 | 12,46 |
| | Verteilung Klasse III | | Potential | MW | 9999,46 | 10092,6 | 10289,9 | 10262,8 | 10211,2 | 10105,2 |
| | | | Bestand | MW | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |

¹⁾ Die entsprechenden Werte sind Optimierungsergebnisse und können daher nicht im voraus bestimmt werden.

Tabelle 7–3: Exemplarische Unterteilung der Verteilungsnetzkapazitäten der Fernwärmeversorgung Bayerns auf unterschiedliche Regionen und Verteilungsklassen (Teil 2)

Mit Hilfe eines digitalisierten Wärmeatlases sollen die entsprechenden fehlenden Informationen über den Wärmemarkt in den anderen Bundesländern regionalisiert bereitgestellt werden.

7.4 Räumlich hoch aufgelöste Modellierung im Stadtmodell

Bei der räumlich hoch aufgelösten Modellierung im Stadtmodell sind zwei Aggregatenebenen vorstellbar. Einerseits die gebäudescharfe Modellierung, die eine entsprechende Datengrundlage oder eine vernünftige Näherung voraussetzt, oder andererseits die Betrachtung des Versorgungsgebietes als Zusammensetzung unterschiedlicher miteinander vernetzter Siedlungstypen.

Um beispielsweise die optimale Wärmeversorgung des exemplarischen Versorgungsgebietes (vgl. Abbildung 7-4) zu untersuchen, ist die Zusammensetzung aus den einzelnen Siedlungstypen als Stadtmodell abzubilden. Hierfür werden die unterschiedlichen Flächenstücke des Untersuchungsgebietes durchnummeriert und Senken zugeordnet. In Abhängigkeit der Größe des Flächenstückes und des Siedlungstyps können mit Hilfe der Basisbausteine (vgl. Abbildung 7-3) unterschiedlich große Verteilungsnetze und die Verbraucherstruktur innerhalb des Flächenstückes abgebildet werden.

Grundvoraussetzung für den Aufbau eines Stadtmodells ist es im weiteren, die Verknüpfung der unterschiedlichen Siedlungstypen und deren relative Lage zueinander zu erfassen. Die Verknüpfungen der Siedlungstypen sind durch die Festlegung eines möglichen Verteilungsnetzes samt alternativer Streckenführungen definiert. Hierfür wurden aus den Luftbildaufnahmen des gesamten Untersuchungsgebietes geeignete Straßenverläufe für eine mögliche Hauptverteilung der Fernwärmeversorgung ausgewählt. Die ausgewählten Straßenverläufe wurden in Form von Verteilungsknoten mit Verbindungen und möglichen Abzweigungen zu Senken (Flächenstücke eines Siedlungstyps) im Modell abgebildet. Gleichzeitig wurde die Distanz zwischen den Verbindungsknoten erfaßt. Abschließend wurde der Standort eines Heizkraftwerkes bzw. eines Heizwerkes ausgewählt und entsprechend als Quelle mit Verbindung zum Verteilungsnetz in das Flächenmodell integriert. Das Verteilungsnetz mit Quelle, Verteilungsknoten und Senken des Flächenmodells ist in Abbildung 7-13 skizziert.

Stehen genügend detaillierte Informationen zur Verfügung, so kann eine gebäudescharfe Analyse durchgeführt werden. In Abbildung 7-14 ist exemplarisch ein mögliches Verteilungsnetz in einem Teilgebiet eingezeichnet.

Da ein Siedlungstyp einerseits durch den Straßenverlauf (Abstand der parallelen Straßen und der Kreuzungen) und den Abstand zwischen Straßen und Gebäude charakterisiert ist, ist ein möglicher Verlegeort vorgegeben. Das mögliche Verteilungsnetz kann daher entsprechend des Straßenverlaufs mit Hilfe von Verteilungsknoten und deren Verbindungen innerhalb des Flächenmodells abgebildet werden. Die Gebäude zwischen zwei Kreuzungsknoten können zu Verbrauchergruppen aggregiert werden. Die Anzahl der Gebäude, die einer Senke zugeordnet werden, variieren in Abhängigkeit der Anzahl der Gebäude pro km² Siedlungsfläche und der Fläche zwischen jeweils zwei parallelen Straßen und zwei Kreuzungen (vgl. Tabelle 2–21). Die innerhalb des Siedlungstyps hauptsächlich vorkommenden Gebäudetypen sind in Tabelle 2–22 bis Tabelle 2–23 spezifiziert.

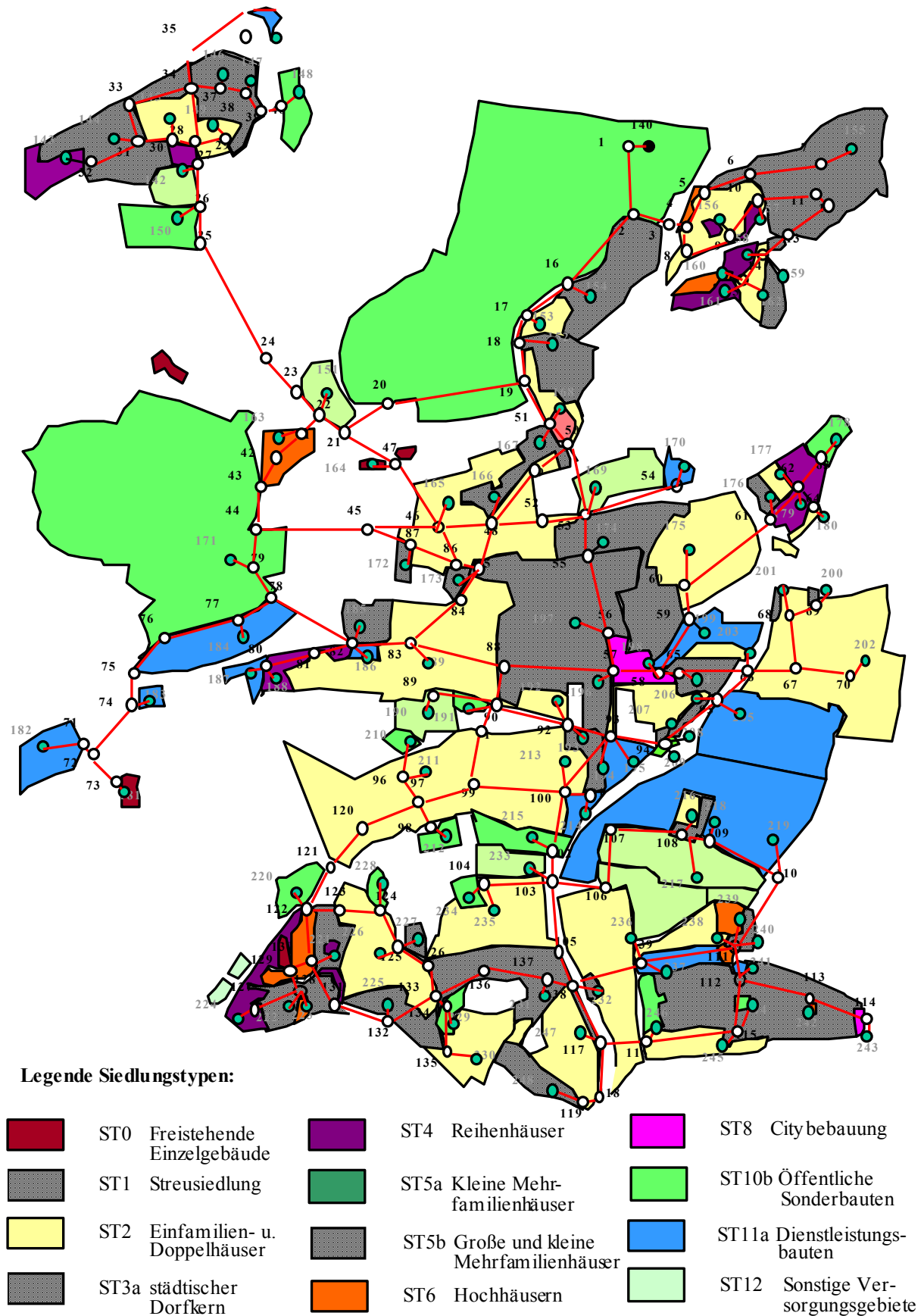


Abbildung 7-13: Mögliche Vernetzung des Siedlungsgebietes für die Fernwärmeversorgung



Abbildung 7-14: Detaillierte gebäudescharfe Analyse eines Siedlungsgebietes

Die Zusammensetzung der Verbrauchergruppen unterscheidet sich innerhalb eines Siedlungstyps, da der Abstand zwischen parallelen Straßen und zwischen Kreuzungen unterschiedlich groß ist und bei der statistischen Verteilung der Gebäude nur ganze Gebäudetypen an den Knoten berücksichtigt wurden. Da innerhalb des Flächenmodells den Gebäudetypen Verbrauchswerte (vgl. Gebäudematrix) zugeordnet sind, kann einerseits die Liniendichte des Wärmeverbrauchs, andererseits die Wärmebedarfsdichte bestimmt werden. In Abbildung 3-1 ist die Wärmehöchstlastdichte für die bisher untersuchten Siedlungstypen zusammengestellt. Die Wärmehöchstlastdichte kann zwischen einem minimalen und maximalen Wert schwanken, da die Zusammensetzung des Gebäudebestandes und das Baualter der Gebäude variieren kann.

Basierend auf den Basisbausteinen können Siedlungsgebiete eines bzw. mehrerer Siedlungstypen durch Aneinanderreihung der Basisbausteine modellhaft aufgebaut werden (vgl. Abbildung 7-15). Im Extremfall ergibt eine Aneinanderreihung vieler unterschiedlich großer Siedlungstypen eine Stadt bzw. ein Stadtgebiet, das sich aus mehreren Stadtteilen zusammensetzt.

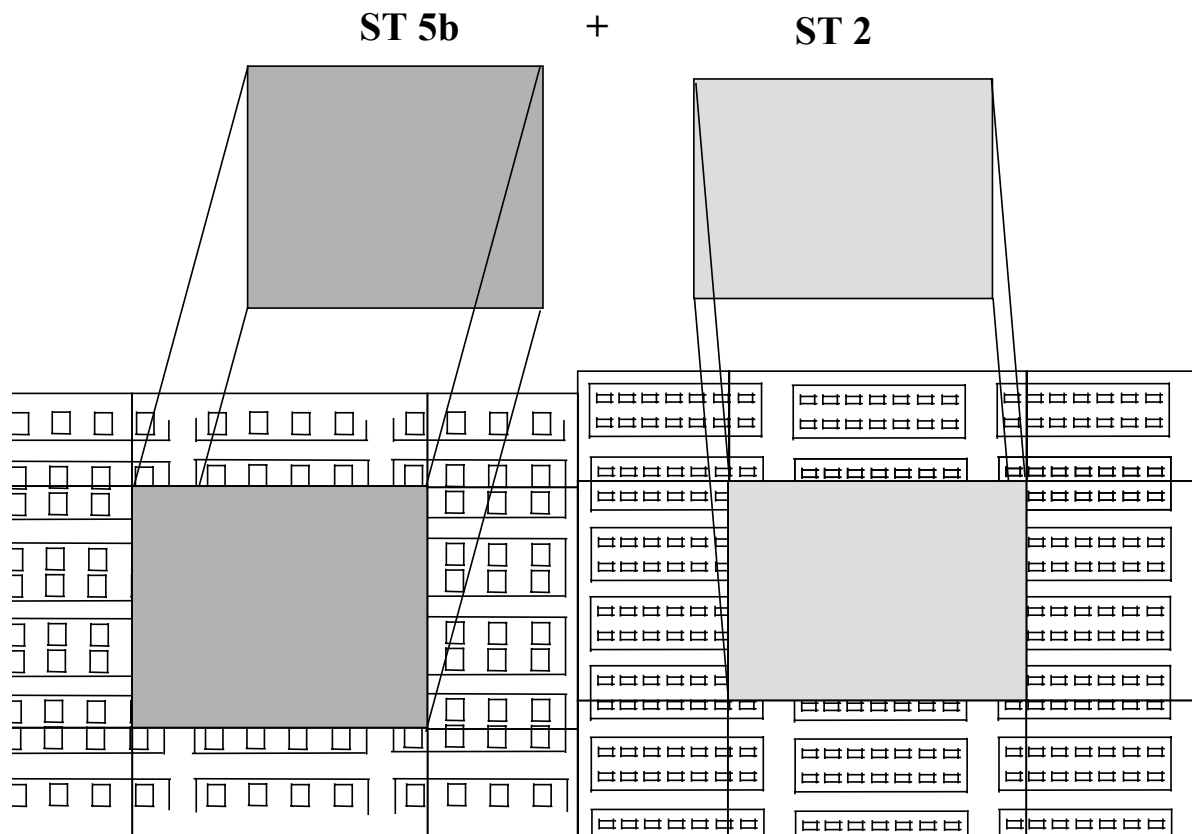


Abbildung 7-15: Modellhafter Aufbau von Siedlungsgebieten, bestehend aus mehreren Siedlungstypen

Bei der Modellierung eines räumlich hoch aufgelösten Versorgungsgebietes im Stadtmodell ist im Gegensatz zum Energiesystem-Flächenmodell der Faktor Zeit detailliert zu berücksichtigen, da ein Ausbau bzw. Aufbau eines Nah- und Fernwärmeverversorgungssystems nicht schlagartig erfolgen kann. Ziel jedes Auf- bzw. Ausbaus ist eine möglichst zügige optimale Ausnutzung der Erzeugungs- und Verteilungssysteme, um die Anlaufkosten zu minimieren. Um das mögliche zeitliche Anschlußverhalten der Hausbesitzer und den Anschlußgrad eines Versorgungsgebietes abzuschätzen, wird für die Nahwärmeverversorgung ein Vergleich mit dem Ausbau von Fernwärmenetzen gezogen. In /BMFT 1977/, /Winkens 1985/ und /Winkens 1994/ wurden unterschiedliche Fernwärmeverorgungsgebiete ausgewertet. In Tabelle 7-4 ist das Ergebnis dieser Auswertung dargestellt.

Durch die Unterteilung der Versorgungsgebiete in Siedlungstypen können unabhängig von der geographischen Auflösung die entsprechenden Werte übertragen werden. Damit kann die zeitliche Abfolge der Erschließung im Flächenmodell mit berücksichtigt werden.

| | Siedlungstypen | Forcierter Ausbau | Normaler Ausbau | |
|---------------------|--------------------------------|---|-----------------|------------------------|
| | | Dauer bis zur Vollversorgung (100 %) in [a] | Ausbaustand | |
| | | | Jahre | Versorgungsgrad in [%] |
| Neubaugebiet | ST 2, ST 4 | 5 | 5 | 80 |
| City und Innenstadt | ST 7a, ST 7b, ST 8, ST 9 | 5 | 10 | 80 |
| Randgebiet | ST 2, ST 3, ST 5a, ST 5b, ST 6 | 5 | 15 | 80 |
| Trabantenstadt | ST 5b, ST 6 | 5 | 5 | 100 |
| Stadtgebiet | ST 2, ST 3, ST 4 | 8 | 20 | 80 |

Tabelle 7–4: Anschlußgrad und -dauer an die Fernwärmeversorgung verschiedener Siedlungsgebiete und Ausbaustrategien /BMFT 1977/, /Winkens 1985/ und /Winkens 1994/

Literaturverzeichnis Teil B

/BMFT 1977/

Gesamtstudie über die Möglichkeiten der Fernwärmeversorgung aus Heizkraftwerken in der Bundesrepublik Deutschland: Kurzfassung; Bundesministerium für Forschung und Technologie, Bonn 1977

/Böhnisch 1997/

Böhnisch, H. u. a.; EXWost Schadstoffminderung im Städtebau, Endbericht für die Gemeinde Wiernsheim; Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung, Stuttgart 1997

/Heidelberg 1996/

Stadt Heidelberg; Heidelberger Gebäudetypologie, Heidelberg 1996

/Rouvel 2000/

Rouvel, L.; Deutscher, P; Elsberger, M.: Daten zum Heiz- und Warmwasserwärmebedarf im Freistaat Bayern; Materialband 5 – Energieverbrauchsprognosen für Bayern, Stuttgart 2000

/Winkens 1985/

Winkens, H. P. (Hrsg.): Energiekonzept Rhein-Neckar, Untersuchung einer zum Heizöl alternativen Energiedeckung für den Rhein-Neckar-Raum; Örtliche und regionale Energieversorgungskonzepte Band 4, Bundesforschungsanstalt für Landeskunde und Raumordnung, Bonn 1985

/Winkens, 1994/

Winkens, H.-P.: Fernwärmespeicherung, -transport und -verteilung; IKARUS Teilprojekt 4, Jülich, 1994

Teil 2: Technologieentwicklung und -bewertung

Inhaltsverzeichnis

| | | |
|----------|--|------------|
| 1 | Stand und Entwicklung der Erzeugungstechniken für Strom und Wärme | 191 |
| 1.1 | Abgrenzung der Kraft-Wärme-Kopplung | 191 |
| 1.1.1 | Kraft-Wärme-Kopplung und thermische Stromerzeugung..... | 191 |
| 1.1.2 | Maßnahmen zur Effizienzsteigerung thermischer Transformationsprozesse | 193 |
| 1.1.3 | Einfluß der Bilanzgrenzen auf die KWK-Definition | 195 |
| 1.2 | Systematisierung von Energieerzeugungstechniken..... | 198 |
| 1.3 | Entwicklung der gekoppelten und ungekoppelten Erzeugung von Wärme und Strom auf der Basis fossiler Brennstoffe..... | 204 |
| 1.3.1 | Dampfturbinen – Energietechnik auf Kohlebasis..... | 204 |
| 1.3.1.1 | Thermodynamische Grundlagen | 204 |
| 1.3.1.2 | Entwicklungsverlauf in der Dampfkraftwerkstechnik | 206 |
| 1.3.1.3 | KWK auf Dampfturbinenbasis | 215 |
| 1.3.2 | Gasturbinen/Verbrennungsmotoren – Energietechnik auf Erdgasbasis... | 225 |
| 1.3.2.1 | Gasturbinentechnik | 225 |
| 1.3.2.2 | Motoren-Blockheizkraftwerke | 240 |
| 1.3.3 | Brennstoffzellen | 244 |
| 1.3.3.1 | Theoretisches Potential von Brennstoffzellen und nachgeschalteten Wärme-Kraft-Prozessen..... | 244 |
| 1.3.3.2 | Reales Verhalten des Gesamtprozesses | 247 |
| 1.3.3.3 | Merkmale, aktueller Stand und Entwicklungspotential der Brennstoffzellentypen..... | 249 |
| 1.3.3.4 | Entwicklungsziele der Anlagenhersteller und erwartete Investitionskosten | 257 |
| 1.3.3.5 | Zusammenfassung..... | 260 |
| 1.3.4 | Wärmepumpen in der Nah- und Fernwärmeversorgung | 261 |
| 1.4 | Technikcharakterisierung durch Nutzung von Lern- bzw. Erfahrungskurven ausgewählter Technologien zur Erzeugung von Strom und Wärme | 266 |
| 1.4.1 | Charakterisierung zukünftiger Technologieparameter..... | 266 |
| 1.4.2 | Theorie der Lern- bzw. Erfahrungskurve | 266 |
| 1.4.2.1 | GuD-Kraftwerke | 272 |
| 1.4.2.2 | BHKW | 273 |
| 1.4.2.3 | PEMFC | 275 |
| 1.5 | Entwicklung der gekoppelten und ungekoppelten Erzeugung von Wärme und Strom auf der Basis regenerativer Energien..... | 278 |
| 1.5.1 | Ungekoppelte Stromerzeugung..... | 278 |
| 1.5.1.1 | Wasserkraftanlagen | 278 |
| 1.5.1.2 | Windkraftanlagen | 279 |
| 1.5.1.3 | Photovoltaik | 281 |

| | | |
|----------|---|------------|
| 1.5.2 | Ungekoppelte Wärmeerzeugung..... | 283 |
| 1.5.2.1 | Solarthermie..... | 283 |
| 1.5.2.2 | Geothermie | 284 |
| 1.5.2.3 | Holzheizwerke..... | 285 |
| 1.5.3 | Gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung..... | 286 |
| 1.5.3.1 | Biomasse-Heizkraftwerke | 286 |
| 1.5.3.2 | Deponie- und Klärgas-BHKW..... | 289 |
| 2 | Technischer und ökonomischer Stand der Veredlung fossiler und regenerativer Brennstoffe..... | 292 |
| 2.1 | Systematisierung der Technologien | 292 |
| 2.2 | Energetische Bewertung der einzelnen Verfahren | 296 |
| 2.3 | Zukünftige Entwicklung der Technologien der Brennstoffveredlung..... | 297 |
| 3 | Entwicklung der Technologien zur CO₂-Abscheidung und -Entsorgung..... | 298 |
| 3.1 | Einführung..... | 298 |
| 3.2 | Verfahren zur Separation von CO ₂ aus Gasgemischen | 300 |
| 3.2.1 | Übersicht..... | 300 |
| 3.2.2 | Polymermembran..... | 300 |
| 3.2.3 | Andere Membranen | 301 |
| 3.2.4 | Metallhydroxid-Naßwaschverfahren..... | 301 |
| 3.2.5 | Metalloxid-Trockenverfahren..... | 302 |
| 3.2.6 | Ammoniakwäsche | 302 |
| 3.2.7 | Monoethanolamin-Verfahren (MEA)..... | 302 |
| 3.2.8 | Physikalische Absorptionsverfahren | 304 |
| 3.2.9 | Adsorptionsverfahren | 304 |
| 3.2.10 | Kryogenische Behandlung | 305 |
| 3.2.11 | Elementarzerlegung im Plasmareaktor | 305 |
| 3.2.12 | Zusammenfassung der Ergebnisse..... | 305 |
| 3.3 | Beispiele möglicher Energieerzeugungsprozesse mit CO ₂ -Auskopplung | 306 |
| 3.3.1 | Einführung..... | 306 |
| 3.3.2 | O ₂ /CO ₂ -Kohle-Prozeß | 306 |
| 3.3.3 | GuD-Kraftwerk mit integrierter Kohlevergasung und CO-Shift | 307 |
| 3.3.4 | Hochtemperatur-Brennstoffzelle..... | 308 |
| 3.3.5 | Hybridkraftwerk (fossil-solare Mischform) | 309 |
| 3.3.6 | MHD-System..... | 311 |
| 3.3.7 | Zusammenfassung und Übersicht..... | 312 |
| 3.4 | Verwendung von CO ₂ | 315 |
| 3.4.1 | Bedingungen und Möglichkeiten der Weiterverwendung | 315 |
| 3.4.2 | Synthetische Produkte | 315 |
| 3.4.3 | Methanol | 316 |
| 3.4.4 | Biologische Bindung..... | 316 |

| | | |
|----------|--|------------|
| 3.5 | Transport von CO ₂ | 318 |
| 3.5.1 | Pipeline | 318 |
| 3.5.2 | Tanker..... | 318 |
| 3.5.3 | Trockeneis | 318 |
| 3.6 | Entsorgung von CO ₂ | 319 |
| 3.6.1 | Erdölfelder – Enhanced Oil Recovery (EOR)..... | 319 |
| 3.6.2 | Entleerte Erdgasfelder | 321 |
| 3.6.3 | Aquifere..... | 321 |
| 3.6.4 | Kohlefelder – Enhanced Gas Recovery (EGR) | 322 |
| 3.6.5 | Ozean als chemische Senke..... | 323 |
| 3.6.6 | Ozean als physikalische Senke..... | 324 |
| 3.6.7 | Andere geologische Formationen | 325 |
| 3.7 | Ausblick..... | 326 |
| 4 | Technologiebewertung | 327 |
| 4.1 | Einleitung | 327 |
| 4.2 | Bewertung von Technologien anhand der "Effizienz-Kennziffer zur Vermeidung von CO ₂ -Emissionen" (EKZ)..... | 328 |
| 4.3 | Quantifizierung des Referenzsystems und ausgewählter Einzeltechnologien..... | 335 |
| 4.4 | Auswertung und Zusammenfassung..... | 343 |

Abbildungsverzeichnis

| | | |
|-----------------|--|-----|
| Abbildung 1–1: | Darstellung der ungekoppelten und gekoppelten Erzeugung von Wärme und Strom im T,s-Diagramm und Aufteilung der thermischen Energie in Exergie und Anergie | 192 |
| Abbildung 1–2: | Gasturbinenanlage mit nachgeschalteter Absorptionskältemaschine zur Kühlung der Ansaugluft (der Kältestrom wird in Richtung seines Exergiestroms, entgegen der Richtung seines Energiestroms angesetzt)..... | 193 |
| Abbildung 1–3 | Gasturbinen- und Absorptionskältemaschinenprozeß im T,s-Diagramm; Aufteilung der thermischen Energien in Exergie und Anergie | 194 |
| Abbildung 1–4: | Möglichkeiten der Bilanzierung einer Gasturbinenanlage mit nachgeschalteter Absorptionskältemaschine | 196 |
| Abbildung 1–5: | Carnot-Wirkungsgrad | 204 |
| Abbildung 1–6: | Entwicklung des elektrischen Wirkungsgrades von Dampfkraftwerken..... | 207 |
| Abbildung 1–7: | Entwicklung von Carnot-Wirkungsgrad und Gütegrad von Dampfkraftwerken | 208 |
| Abbildung 1–8: | Historische Entwicklung der Dampftemperaturen in deutschen Kraftwerken /Schoch 1983/ | 209 |
| Abbildung 1–9: | Historische Entwicklung des Dampfdruckes in deutschen Kraftwerken /Schoch 1983/ | 209 |
| Abbildung 1–10: | Elektrischer Wirkungsgrad über der Temperatur T_H | 210 |
| Abbildung 1–11: | Wärmeschaltbild des Entnahme-Kondensations-Heizkraftwerks Tiefstack /HEW 1998/..... | 217 |
| Abbildung 1–12: | Spezifische Investitionen von Dampfturbinen-Heizkraftwerken (Entnahme-Kondensationskraftwerke) /ewu 1999/..... | 219 |
| Abbildung 1–13: | Elektrischer Wirkungsgrad von Dampfturbinen-HKW als Funktion der elektrischen Leistung | 221 |
| Abbildung 1–14: | Brennstoffaufwand der Kraft-Wärme-Kopplung im Verhältnis zum Brennstoffaufwand der ungekoppelten Energieerzeugung .. | 223 |
| Abbildung 1–15: | Brennstoffaufwand bei Wärmeauskopplung aus Kraftwerken im Verhältnis zum Brennstoffaufwand der ungekoppelten Energieerzeugung | 225 |
| Abbildung 1–16: | Elektrischer Wirkungsgrad und ISO-Turbineneintrittstemperatur von Gasturbinen | 227 |
| Abbildung 1–17: | Wirkungsgrade von Gasturbinen über der elektrischen Leistung..... | 228 |
| Abbildung 1–18: | Wirkungsgrade von Klein-Gasturbinen mit Abhitzeessel über der elektrischen Leistung..... | 230 |
| Abbildung 1–19: | Kombinierte Gas- und Dampfturbinenanlage im T,s-Diagramm .. | 231 |
| Abbildung 1–20: | Schaltbild einer kombinierten Gas- und Dampfturbinenanlage.... | 231 |
| Abbildung 1–21: | Elektrischer Wirkungsgrad von GuD-Anlagen im Kondensationsbetrieb über der elektrischen Gesamtleistung | 232 |

| | |
|---|-----|
| Abbildung 1–22: Carnot-Wirkungsgrad und Gütegrad von GuD-Anlagen im Kondensationsbetrieb über der elektrischen Gesamtleistung..... | 233 |
| Abbildung 1–23: Kombinierte Gas- und Dampfturbinenanlage mit Entnahmegedrücktturbine und Heizwärmebereitstellung im Abhitze-kessel | 233 |
| Abbildung 1–24: Schaltbild eines Cheng-Prozesses mit gefeuertem Abhitze-kessel | 238 |
| Abbildung 1–25: Schaltbild für HAT-Prozeß (Beispiel)..... | 239 |
| Abbildung 1–26: Schaltung eines Blockheizkraftwerkes | 241 |
| Abbildung 1–27: Prinzip der Energiewandlung klassischer Kraftwerksprozesse.... | 244 |
| Abbildung 1–28: Prinzip der Energiewandlung in Brennstoffzellen mit Abwärme-nutzung..... | 245 |
| Abbildung 1–29: Wirkungsgrad- und Leistungsbereich von Brennstoffzellen im Vergleich mit konventionellen Stromerzeugungstechniken /Sander 2000/ | 246 |
| Abbildung 1–30: Arbeit und Wirkungsgrad der Brennstoffzelle mit nachge-schaltetem Wärme-Kraft-Prozeß bei reversibler Prozeßführung . | 246 |
| Abbildung 1–31: Reales Verhalten des Gesamtprozesses | 247 |
| Abbildung 1–32: Exergetischer Nutzungsgrad Brennstoffzelle + Heizkessel | 251 |
| Abbildung 1–33: Arbeitsgewinn durch Kaskadierung | 256 |
| Abbildung 1–34: Gasmotor-Wärmepumpe mit Luft als Wärmequelle..... | 261 |
| Abbildung 1–35: Gasmotor mit Kompressions- und Absorptionswärmepumpe..... | 263 |
| Abbildung 1–36: Tagesganglinie der elektrischen und der Wärmeleistung | 263 |
| Abbildung 1–37: Wärmerestkosten bei BHKW und GMWP | 264 |
| Abbildung 1–38: Beispiel einer typischen Lernkurve | 268 |
| Abbildung 1–39: Diskontinuitäten oder Technologiesprünge im Verlauf von Kostenreduktionskurven, Photovoltaikzellen (links) und Ethanol-produktion in Brasilien (rechts) /Wene 2000, Goldenberg 1996, Nitsch 1998/ | 269 |
| Abbildung 1–40: Qualitative Beschreibung von Technologiesprüngen im Verlauf von Kostenreduktionskurven (Produktentwicklung)..... | 270 |
| Abbildung 1–41: Qualitative Beschreibung der Stückkosten und des Markt-preises im Produktzyklus /Claeson, 2000/..... | 270 |
| Abbildung 1–42: Qualitative Beschreibung der Preisentwicklung nach Markt-einführung | 271 |
| Abbildung 1–43: Szenarienanalyse der Kostenentwicklung der PEFC-Brenn-stoffzelle | 272 |
| Abbildung 1–44: Weltweit installierte GuD-Kraftwerke > 100 MW (ohne KWK), 1981 - 1987, Lernkurve mit Progress Ratio von 90 % und tatsächliche Entwicklung /Claeson 2000/ | 273 |
| Abbildung 1–45: BHKW in Deutschland, 1983 - 1997, Lernkurve mit Progress Ratio von 75 % und tatsächliche Entwicklung der spezifischen Investitionskosten (eigene Berechnungen)..... | 274 |

| | |
|---|-----|
| Abbildung 1–46: BHKW in Deutschland, 1983 - 1997, Lernkurve mit Progress Ratio von 88 % bzw. 82 % und tatsächliche Entwicklung der Wartungs- und Instandhaltungskosten (eigene Berechnungen).. | 275 |
| Abbildung 1–47: PEM-Brennstoffzellen mit 3 kW und 250 kW Leistung, Lernkurven für Systeme mit unterschiedlichen Entwicklungszielen.... | 276 |
| Abbildung 1–48: Abschätzung der Erfahrungskurve für PEFC-Systeme /Sander 2001/ | 276 |
| Abbildung 1–49: Wasserkraftwerke in Deutschland | 278 |
| Abbildung 1–50: Windkraftanlagen in Deutschland | 279 |
| Abbildung 1–51: Lernkurve Windkonverter | 280 |
| Abbildung 1–52: Absolute Kosten von Windkraftanlagen | 281 |
| Abbildung 1–53: Photovoltaikanlagen in Deutschland..... | 282 |
| Abbildung 1–54: Lernkurve Photovoltaikanlagen | 282 |
| Abbildung 1–55: Solarthermieanlagen in Deutschland..... | 283 |
| Abbildung 1–56: Lernkurve Solarkollektoren..... | 284 |
| Abbildung 1–57: Lernkurve Biomasseheizwerke..... | 285 |
| Abbildung 1–58: Biomasse-Heizkraftwerke in Deutschland | 286 |
| Abbildung 1–59: Lernkurve Biomasse-Heizkraftanlagen..... | 287 |
| Abbildung 1–60: Deponiegasbetriebene Anlagen in Deutschland..... | 290 |
| Abbildung 1–61: Klärgasbetriebene Anlagen in Deutschland..... | 290 |
| Abbildung 1–62: Lernkurve Biomasse-Heizkraftanlagen..... | 291 |
| Abbildung 2–1: Motivation zum Einsatz von Kohleveredlungsprozessen..... | 292 |
| Abbildung 2–2: Verfahrenskombination zur Nutzung regenerativer Brennstoffe .. | 293 |
| Abbildung 2–3: Möglichkeiten der Nutzung von regenerativen Brennstoffen in Brennstoffzellen..... | 294 |
| Abbildung 2–4: Verfahren der Vergasung fester Brennstoffe | 295 |
| Abbildung 3–1: Kohlenstoffkreislauf | 298 |
| Abbildung 3–2: Energieverbrauch, Bevölkerungszuwachs und CO ₂ -Konzentration | 299 |
| Abbildung 4–1: Transformationsketten der gekoppelten (links) und ungekoppelten Erzeugung (rechts) von Elektroenergie und Wärme (oberhalb der Energieflußlinien stehen Energien und energetische Kennzahlen, unterhalb Exergien und exergetische Kennzahlen) | 327 |
| Abbildung 4–2: Exergetischer Wirkungsgrad über dem elektrischen Wirkungsgrad von KWK-Anlagen und Kraftwerken | 329 |
| Abbildung 4–3: Wirkungsgrad einer auf Kraft-Wärme-Kopplung basierenden Wärmeversorgung, entsprechend Gleichung 4–5 | 330 |
| Abbildung 4–4: Schematische Darstellung zur Bildung der EKZ..... | 333 |
| Abbildung 4–5: Einfluß der Dynamisierung der Referenz auf die "Effizienz-Kennzahl" von Technologien (technische und ökonomische Entwicklungen sind nicht dargestellt)..... | 334 |

| | | |
|-----------------|---|-----|
| Abbildung 4–6: | Exergetische Wirkungsgrade ausgewählter Einzel-Technologien | 338 |
| Abbildung 4–7: | Exergiespezifische CO ₂ -Emission über dem exergiespezifischen Brennstoffaufwand ausgewählter Technologien der gekoppelten und ungekoppelten Strom- und Wärmezeugung im Vergleich zum gesamtdeutschen Durchschnitt | 339 |
| Abbildung 4–8: | Exergiespezifische CO ₂ -Minderung ($\Delta e_{\text{CO}_2, \text{ex, Techno}}$) ausgewählter Einzeltechnologien (Referenz = 1,05/0,95/0,85 kg CO ₂ /kWh _{ex} (hintere/mittlere/ vordere Reihe)..... | 340 |
| Abbildung 4–9: | Emissionen und Kosten verschiedener Technologien im Zusammenhang mit der Erzeugung einer kWh Endexergie | 341 |
| Abbildung 4–10: | Graphisches Ranking typischer Erzeugertechnologien anhand der "Effizienzkennziffer zur CO ₂ -Vermeidung" | 341 |
| Abbildung 4–11: | Technologie-Rangfolge nach EKZ (Referenz = 1,05/0,95/0,85 kg CO ₂ /kWh _{ex} (hintere/mittlere/vordere Reihe)..... | 343 |

Tabellenverzeichnis

| | | |
|---------------|---|-----|
| Tabelle 1–1: | Technische Kennzahlen und Parameter durchschnittlicher Kraftwerkstechnik (Stand 2000) | 199 |
| Tabelle 1–2: | Technische Kennzahlen und Parameter der heutigen KWK-Technik (Stand 2000) | 200 |
| Tabelle 1–3: | Technische Kennzahlen und Parameter der Energietechnik zur Nutzung regenerativer Energien (Stand 2000) | 202 |
| Tabelle 1–4: | Technische Kennzahlen und Parameter der Energietechnik zur Nutzung regenerativer Energien in heutigen KWK-Anlagen (Stand 2000) | 203 |
| Tabelle 1–5: | Elektrische Wirkungsgrade von Kolbendampfmaschinen und Dampfturbinen im Jahre 1910 /Bohn 1992/ | 206 |
| Tabelle 1–6: | Historische Entwicklung von Dampfzuständen und Effizienzkennzahlen ausgewählter Braunkohle-Kraftwerke | 207 |
| Tabelle 1–7: | Kenndaten von Braun- und Steinkohlekraftwerksblöcken /Bohn 1992/, /AGFW 2000/ | 211 |
| Tabelle 1–8: | Technische und ökonomische Daten neuer Dampfkraftwerke (Inbetriebnahmezeitpunkt 2005) /AGFW 2000/ | 212 |
| Tabelle 1–9: | Technische und ökonomische Daten neuer fossiler befeuerten Dampfkraftwerke (Inbetriebnahmezeitpunkt 2025) /BMW i 1999 (1)/, MEX II 2001/, /Kolb 1998/ | 214 |
| Tabelle 1–10: | Realisierungsplan des 700 °C-Kraftwerkes | 215 |
| Tabelle 1–11: | Betriebspunkte des Entnahme-Kondensations-Heizkraftwerkes Tiefstack /AGFW 2000/ | 217 |
| Tabelle 1–12: | Technische Daten des Entnahme-Kondensations-Heizkraftwerkes Tiefstack /HEW 1998/ | 218 |
| Tabelle 1–13: | Technische Daten des Braunkohle-Kondensationskraftwerkes mit Wärmeauskopplung Lippendorf /VEAG 1995/ | 220 |
| Tabelle 1–14: | Einige Kenndaten der ersten Gasturbinen der Firma BBC /Bohn 1992/ | 226 |
| Tabelle 1–15: | Historische Entwicklung der Kenndaten einwelliger Gasturbinen ohne Luftvorwärmer /Bohn 1992/ | 226 |
| Tabelle 1–16: | Investitionen von Gasturbinen-Blöcken (Inbetriebnahmezeitpunkt 2001) /ewu 1999/ | 229 |
| Tabelle 1–17: | Daten für Gasturbinen und GuD-Anlagen | 234 |
| Tabelle 1–18: | Historische Entwicklung von Wirkungsgraden und Investitionskosten einiger Kohle-Kombi-Demonstrationskraftwerke /Rabitsch, 2000/ | 236 |
| Tabelle 1–19: | Technische und ökonomische Daten von PFBC- und IGCC-Kohle-Kombikraftwerksblöcken (Inbetriebnahmezeitpunkt 2001), (Eigene Abschätzungen), /Kolb 1998, Rabitsch 2000/ | 237 |
| Tabelle 1–20: | Gasturbinen mit Dampfeinspritzung zur Leistungssteigerung | 238 |
| Tabelle 1–21: | Daten für 3 Varianten des HAT-Prozesses | 240 |

| | |
|--|-----|
| Tabelle 1–22: Hoch- und Niedertemperatur-Brennstoffzellen im Vergleich (H ₂ als Brennstoff) | 248 |
| Tabelle 1–23: Entwicklungslinien der Brennstoffzellentypen und Hersteller..... | 249 |
| Tabelle 1–24: Entwicklungsziele und Investitionen von Brennstoffzellenanlagen /Barisic 2001/, /E & M 7/2001/, /Klinder 2001/, /Kraus 2001/,/Rabitsch 2000/ | 259 |
| Tabelle 1–25: Beispiele für die Schätzung der ökonomischen Parameter ausgewählter Strom- und Wärmeerzeugungstechniken in Abhängigkeit von der kumulierten installierten Leistung | 277 |
| Tabelle 1–26: Technische Daten des Biomasse-Heizkraftwerkes Sulzbach-Rosenberg (Internetabfrage) | 288 |
| Tabelle 1–27: Technische Daten des Biomasse-Heizkraftwerkes Domsland/Eckernförde (Internetabfrage)..... | 289 |
| Tabelle 2–1: Erforderliche Gasqualitäten für Gasmotoren und Brennstoffzellen.. | 294 |
| Tabelle 3–1: Merkmale von Verfahren zur CO ₂ -Separation | 305 |
| Tabelle 4–1: Endenergiebedarf Deutschlands 1995 /RWE 1999/ | 335 |
| Tabelle 4–2: Endexergiebedarf Deutschlands 1995 /RWE 1999/..... | 335 |
| Tabelle 4–3: Energieträger/-formen zur Endenergieversorgung Deutschlands 1995 /RWE 1999/ | 336 |
| Tabelle 4–4: Primärenergieaufwand zur Endenergieversorgung Deutschlands 1995 /RWE 1999/ | 336 |
| Tabelle 4–5: CO ₂ -Emissionen in Deutschland 1995 /BMWi 1999 (2)/..... | 337 |
| Tabelle 4–6: Kennziffern der Energieversorgung Deutschlands sowie verschiedener Einzeltechnologien zur Bestimmung der EKZ (nach Gleichung 4–15) | 337 |
| Tabelle 4–7: EKZ und Rang von Erzeugertechnologien in Abhängigkeit des Referenzwertes..... | 342 |

Abkürzungen und Indizes

Abkürzungen / Formelzeichen

| | |
|----------|---|
| β | Deckungsgrad |
| σ | Stromkennzahl |
| η | Wirkungsgrad |
| ν | Gütegrad |
| ξ | Nutzungsgrad |
| AKM | Absorptionskältemaschine |
| E, Ex | Exergie |
| EKZ | Effizienzkennziffer zur Vermeidung von CO ₂ -Emissionen |
| f | brennstoffabhängiger Koeffizient |
| GT | Gasturbine |
| H | Enthalpie |
| i | spezifische Investition |
| IGCC | Integrated Gasification Combined Cycle (GuD-Prozess mit integrierter Kohlevergasung) |
| k | spezifische Kosten |
| p | spezifischer Preis |
| P | elektrische / mechanische Leistung |
| PFBC | Pressurized Fluidized Bed Combustion (Verbrennung mit druckaufgeladener Wirbelschicht) |
| Q | Wärme |
| s | Stromverlustzahl |
| W | elektrische / mechanische Arbeit |

Indizes

| | |
|--------|------------|
| 0 | Kälte |
| A, Aus | Austritt |
| ab | abgeführt |
| Br | Brennstoff |
| C | Carnot- |
| G | Gas |
| ges | gesamt |
| E, Ein | Eintritt |
| eff | effektiv |

| | |
|---------|------------------------|
| el, elt | elektrisch |
| ex | exergetisch |
| H | Heiz- |
| HK | Heizkessel |
| HKW | Heizkraftwerk |
| HN | Heiznetz |
| FD | Frischdampf |
| KW | Kraftwerk |
| KWK | Kraft-Wärme-Kopplung |
| L | Luft |
| P | Prozess- |
| SpW | Speisewasser |
| SpHK | Spitzenlast-Heizkessel |
| th | thermisch |
| WP | Wärmepumpe |
| Techno | Technologie |
| V | Verdichter |
| W | Arbeit |
| Q | Wärme |
| U | Umgebung |
| zu | zugeführt |
| ZÜ | Zwischenüberhitzung |

1 Stand und Entwicklung der Erzeugungstechniken für Strom und Wärme

1.1 Abgrenzung der Kraft-Wärme-Kopplung

1.1.1 Kraft-Wärme-Kopplung und thermische Stromerzeugung

Die Elektroenergieerzeugung Deutschlands und der meisten anderen Länder beruht im wesentlichen auf der thermischen Stromerzeugung, d. h. der Elektroenergieerzeugung auf der Grundlage von Kreisprozessen, die mit thermischer Energie aus der Verbrennung fossiler Energieträger (Kohle, Erdgas, Erdöl) oder der Kernspaltung angetrieben werden.

Aufgrund der begrenzten Transformierbarkeit thermischer Energie in Elektroenergie sind alle thermischen Kreisprozesse gezwungen, Wärme auf einem Temperaturniveau $T_{ab} < T_{zu}$ abzuführen. Die Differenz zwischen zu- und abgeführter Wärme entspricht der gewonnenen Elektroenergie.

$$W = Q_{zu} - Q_{ab}$$

Gleichung 1-1

Bei der ungekoppelten Stromerzeugung ist nur die Elektroenergie gleichzeitig Nutzenergie. Die abzuführende Wärme sollte demnach möglichst wenig sein und nur soviel Arbeitsfähigkeit (Exergie) beinhalten, wie zur Wärmeabgabe erforderlich ist (etwa 5 %). Seitens der Kraftwerksbetreiber und –hersteller werden erhebliche Anstrengungen unternommen, den Kraftwerkswirkungsgrad zu verbessern, d. h. die Elektroenergieerzeugung, bezogen auf den Brennstoffeinsatz, zu erhöhen bzw. die Abwärme zu reduzieren. Eine Möglichkeit dazu besteht darin, Kraftwerksprozesse so zu gestalten, daß die Arbeitsfähigkeit der Abwärme auf ein Minimum reduziert wird. Eine Vermeidung der Abwärme indes ist nicht möglich.

Bei der Kraft-Wärme-Kopplung hingegen wird die Kraftwerksabwärme zum Beheizen von Räumen und Gebäuden sowie in industriellen Produktionsprozessen genutzt. Das Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung besteht daher in der Nutzung auch des nicht arbeitsfähigen Wärmeanteils (Anergie), der bei der ungekoppelten Wärmeerzeugung mittels hochwertiger Brennstoffenergie bereitgestellt wird. Das Temperaturniveau der abgegebenen Wärme muß entsprechend höher sein, so daß die Arbeitsfähigkeit oder Exergie noch etwa 15 bis 20 % betragen muß. Aufgrund dieser Forderung erleiden manche Anlagen bei der Wärmeauskopplung einen Stromverlust (z. B. Entnahme-Kondensationskraftwerke). Andere Anlagen, die trotz Heizwärmeauskopplung keinen Stromverlust erleiden, sind aufgrund ihrer Kreisprozeßgestaltung gezwungen, Abwärme mit einem beachtlichen Exergiegehalt abzuführen (z. B. Gasturbinen, Verbrennungsmotoren).

Während bisher übliche Definitionen der Kraft-Wärme-Kopplung eine "gemeinsame Erzeugung von Strom und Wärme" oder allenfalls "die Nutzung der bei der thermischen Stromerzeugung anfallenden Abwärme" abverlangten, soll im weiteren anhand der Nutzung nur der arbeitsfähigen oder auch der nicht arbeitsfähigen Abwärme strikt zwischen Maßnahmen zur Effizienzsteigerung thermischer Transformationsprozesse und tatsächlichen KWK-Prozessen unterschieden werden.

Die gekoppelte und ungekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme lässt sich im T,s-Diagramm anhand idealisierter Prozesse in Form von Rechtecken darstellen.

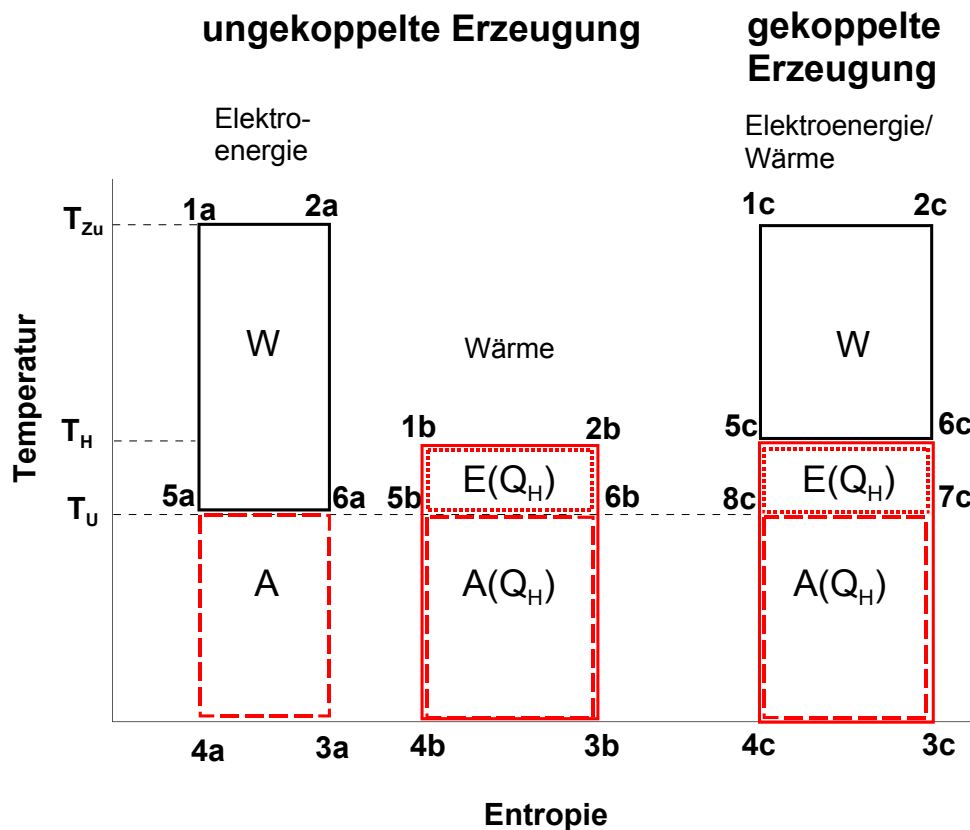


Abbildung 1–1: Darstellung der ungekoppelten und gekoppelten Erzeugung von Wärme und Strom im T,s-Diagramm und Aufteilung der thermischen Energie in Exergie und Anergie

Bei der thermischen Stromerzeugung wird die Wärme (1a-2a-3a-4a) einem Kreisprozeß zugeführt. Der arbeitsfähige Wärmeanteil (1a-2a-6a-5a) wird in Elektroenergie transformiert, während der nicht arbeitsfähige Wärmeanteil (5a-6a-3a-4a) aus dem Prozeß abgeführt werden muß.

Wärme (1b-2b-3b-4b), die zum Beheizen von Räumen und Gebäuden auf einem mittleren Temperaturniveau von 50 °C benötigt wird, besteht zu etwa 15 % aus Exergie (1b-2b-6b-5b) und zu etwa 85 % aus Anergie (5b-6b-3b-4b). Exergie und Anergie der Wärme werden bei der ungekoppelten Erzeugung gleichermaßen aus hochwertiger Brennstoffexergie gewonnen. Der Erhalt der Brennstoffexergie ist bei der ungekoppelten Wärmeerzeugung nicht das angestrebte Ziel, so daß diese zu den brennstoffintensivsten Energieversorgungsmethoden gehört.

In einem Heizkraftwerk wird Wärme (1c-2c-3c-4c) zur Erzeugung von Strom (1c-2c-6c-5c) und Heizwärme (5c-6c-3c-4c) eingesetzt. Während die Anergie der Kraftwerke an die Umgebung abgeführt wird, wird sie im Heizkraftwerk, angereichert mit der Exergie (5c-6c-7c-8c), als Heizwärme nutzbar gemacht. Eine thermodynamisch korrekte Definition der Kraft-Wärme-Kopplung lautet somit:

“Kraft-Wärme-Kopplung liegt vor, wenn die zum Heizen benötigte Anergie aus Prozessen der thermischen Stromerzeugung gewonnen wird.“

Nur wenn dieses Kriterium erfüllt ist, kann von Kraft-Wärme-Kopplung gesprochen werden. Die exotherm ablaufende elektrochemische Stromerzeugung der Brennstoffzelle muß dabei auch zur thermischen Stromerzeugung gezählt werden, da auch sie zur Entsorgung der Reaktionsentropie auf einen Abwärmestrom angewiesen ist.

Mittels dieser KWK-Definition erfolgt eine Abgrenzung tatsächlicher KWK-Anlagen gegenüber Anlagen zum Zwecke einer internen Abwärmenutzung und Wärmever-schiebung zur Verbesserung des Kraftwerkswirkungsgrades.

1.1.2 Maßnahmen zur Effizienzsteigerung thermischer Transformationsprozesse

Beispielsweise werden die Abgase einer Gasturbinenanlage in einer Absorptionskältemaschine zur Erzeugung von Kälte genutzt, mit der die Verbrennungsluft vor der Verdichtung gekühlt wird. Die Luftkühlung bewirkt sowohl eine Steigerung der Kreisprozeßarbeit als auch eine Erhöhung des Druckverhältnisses und führt dadurch zu einer Steigerung der elektrischen Leistung und des elektrischen Wirkungsgrades der Gasturbinenanlage, die im Gasturbinenprozeß in Abbildung 1–2 implizit enthalten ist. Formell können der Gasturbinenprozeß und die thermische Verdichtung zu einem "GuD-Prozeß" zusammengefaßt werden, was in der Leistungs- und Wirkungsgradsteigerung der beschriebenen Anlagenkonfiguration gegenüber dem einfachen Gasturbinenprozeß zum Ausdruck kommt. Eine Nutzung der Gasturbinenabwärme liegt offenbar vor. Inwieweit jedoch von einer Kraft-Wärme-Kopplung gesprochen werden kann, ist Gegenstand der folgenden Betrachtungen.

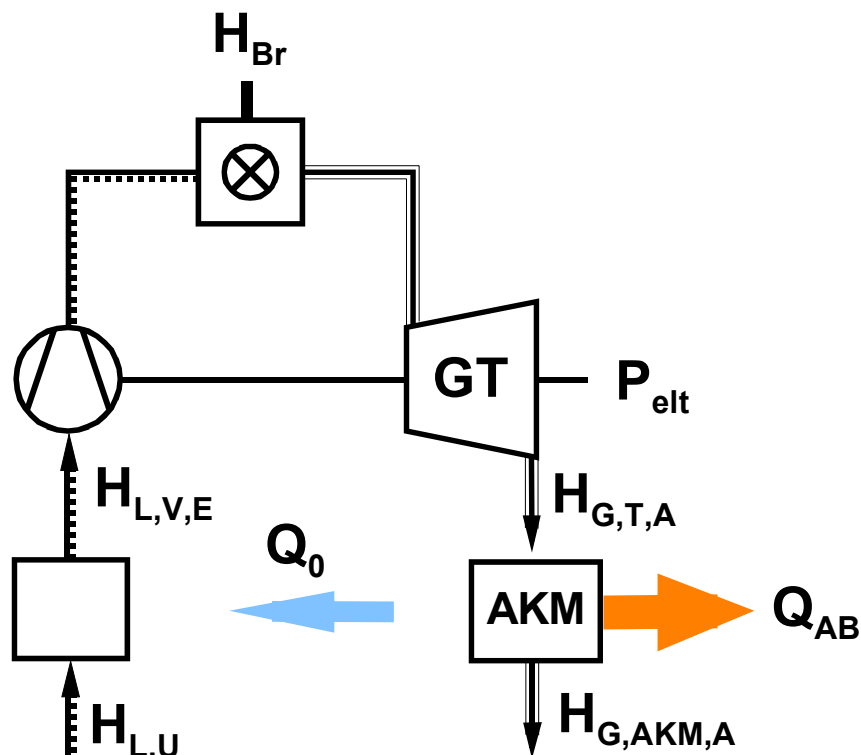


Abbildung 1–2: Gasturbinenanlage mit nachgeschalteter Absorptionskältemaschine zur Kühlung der Ansaugluft (der Kältestrom wird in Richtung seines Exergiestroms, entgegen der Richtung seines Energiestroms angesetzt)

Die Teilprozesse der Anlage werden wiederum im T,s-Diagramm dargestellt.

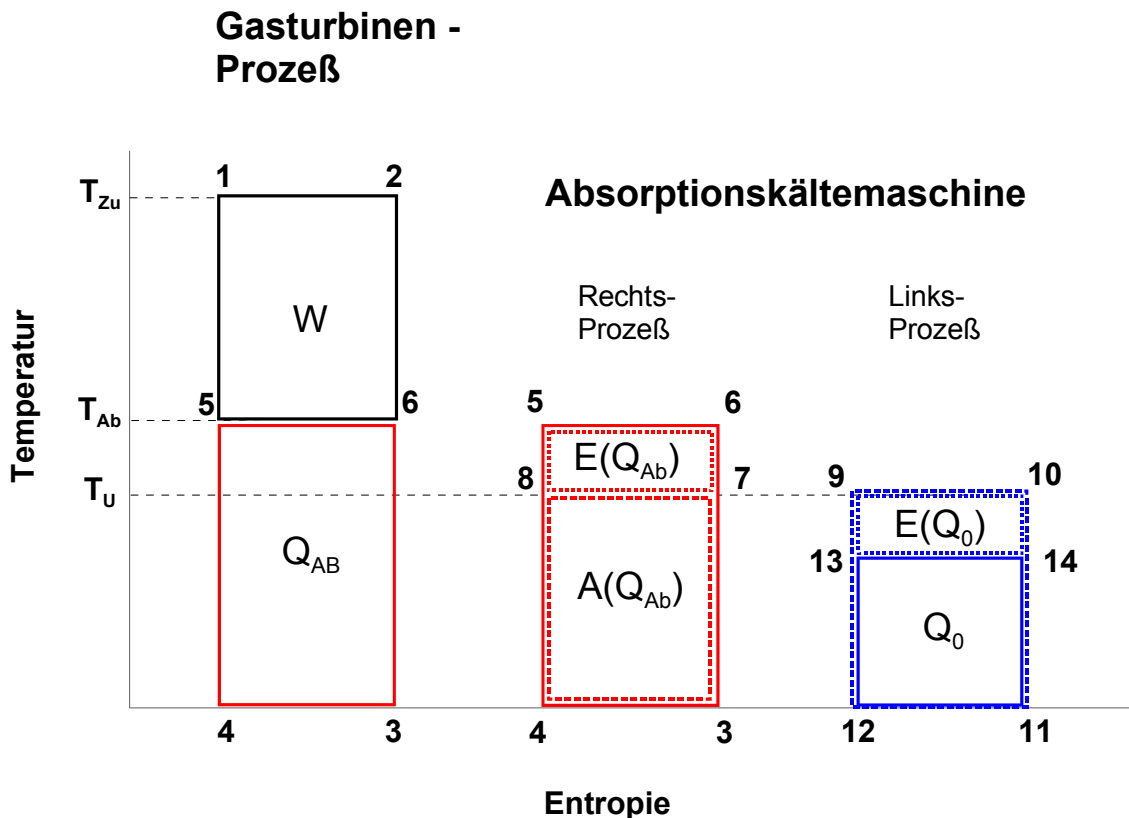


Abbildung 1–3 Gasturbinen- und Absorptionskältemaschinenprozeß im T,s-Diagramm; Aufteilung der thermischen Energien in Exergie und Anergie

Im Gasturbinenprozeß wird durch Zufuhr von Brennstoffenergie (1-2-3-4) elektrische Arbeit (1-2-6-5) und Wärme (5-6-3-4) erzeugt. Unter Nutzung der Gasturbinenabwärme wird in der Absorptionskältemaschine eine thermische Verdichtung zwischen T_{AB} und T_U betrieben, die den Antrieb des eigentlichen Links- oder Kälteprozesses darstellt. Bei der thermischen Verdichtung wird Kältemitteldampf beim Druck p_0 absorbiert. Das Kältemittel erfährt dadurch eine Phasenumwandlung von gasförmig zu flüssig und setzt dabei latente Wärme frei. Aufgrund des wesentlich kleineren spezifischen Volumens der flüssigen gegenüber der gasförmigen Phase wird zur Druckerhöhung des flüssigen im Vergleich zur Verdichtung des gasförmigen Kältemittels wesentlich weniger Exergie in Form elektrischer bzw. mechanischer Energie benötigt. Statt dessen wird das Kältemittel mittels thermischer Energie der Temperatur T_{zu} aus der Lösung ausgetrieben. Die an Kältemittel verarmte Lösung wird wieder auf das Druckniveau p_0 gedrosselt, um den Prozeß der thermischen Verdichtung zu schließen.

Ein Vergleich der Arbeitsschritte Absorption – Druckerhöhung – Austreibung einer Absorptionskältemaschine mit den Arbeitsschritten Kondensation – Druckerhöhung – Verdampfung eines Kondensationskraftwerks zeigt vorhandene Analogien. In beiden Fällen wird die flüssige Phase bei hohem Druck und Wärmezufuhr verdampft und die gasförmige Phase bei niedrigem Druck und Wärmeabgabe kondensiert bzw. absorbiert. Die Wärmeabgabe ist in beiden Fällen zur Entsorgung der dem Prozeß zugeführten und der im Prozeß entstehenden irreversiblen Entropiezunahme zwingend erforderlich. An dieser Stelle soll daher speziell auf die Analogie von Kondensation

und Absorption hingewiesen werden, da sowohl im Kondensationskraftwerksprozeß als auch bei der thermischen Verdichtung nur die Exergie der zur Verfügung stehenden Wärme genutzt werden kann, während die Anergie aus dem Prozeß abgeführt werden muß.

$$E(Q_{Ab}) = E(Q_0)$$

Gleichung 1-2

Die Anergie der Abwärme (8-7-3-4) wie auch die im Kälteprozeß erzeugte Anergie (9-10-11-12) wird über den Kühlturm abgeführt. Eine Nutzbarmachung von Anergie zu Heizzwecken anstelle von Brennstoffenergie erfolgt nicht, so daß folglich auch keine KWK-Anwendung vorliegt.

An dieser Stelle soll auf das Problem der thermischen Kälteerzeugung in Verbindung mit KWK-Anlagen verwiesen werden. Der thermische Verdichter einer Absorptionskälteanlage kann funktionell mit der Niederdruckstufe eines Kondensationskraftwerks verglichen werden. Zahlreiche exergetisch effiziente KWK-Anlagen (BHKW, GuD-Gegendruck-HKW) verfügen aber nicht über einen ND-Teil, der es ihnen ermöglichen würde, die Exergie der Abwärme in Elektroenergie zu transformieren, so daß im Unterschied zu Kondensationskraftwerken bei diesen Anlagen immer ein Teil der Exergie an die Abwärme gebunden ist und diese Anlagen nur dann in Betrieb sind, wenn ein Bedarf an Wärme gegeben ist. Durch die Kombination mit thermischen Kältemaschinen bietet sich die Möglichkeit, exergetisch effiziente KWK-Anlagen auch bei geringem Heizwärmebedarf, jedoch vorhandenem Kältebedarf zu betreiben. Diese Kombinationen stellen dann zwar keine KWK-Anwendung dar, wie in diesem Abschnitt dargestellt wurde, können aber aufgrund ihrer thermodynamischen Effizienz dennoch einen Beitrag zum Umweltschutz leisten. Dazu ist es jedoch erforderlich, daß die Transformationskette, bestehend aus KWK-Anlage und thermischer Kältemaschine, einer alternativen Transformationskette, bestehend aus Kondensationsstromerzeugung und Kompressionskältemaschine, exergetisch überlegen ist.

Ein weiteres Beispiel ist die prozeßinterne Wärmenutzung durch regenerative Speisewasservorwärmung im Dampfprozeß. Auch hier wird eine Steigerung des elektrischen Wirkungsgrades erzielt, es ist jedoch offensichtlich, daß keine Kraft-Wärme-Kopplung vorliegt.

1.1.3 Einfluß der Bilanzgrenzen auf die KWK-Definition

Ob eine Energieanlage eine KWK-Anwendung darstellt oder nicht, wird gelegentlich in Abhängigkeit von den Bilanzgrenzen unterschiedlich bewertet. Am Beispiel der Ansaugluftkühlung einer Gasturbinenanlage soll im folgenden demonstriert werden, inwieweit diese Auffassung gerechtfertigt ist. Trotz des Nachweises, daß thermische Kälteerzeugung keine KWK-Anwendung darstellt, soll zur Identifizierung einer KWK-Anlage zunächst nur die Nutzung der Gasturbinenabwärme gefordert werden.

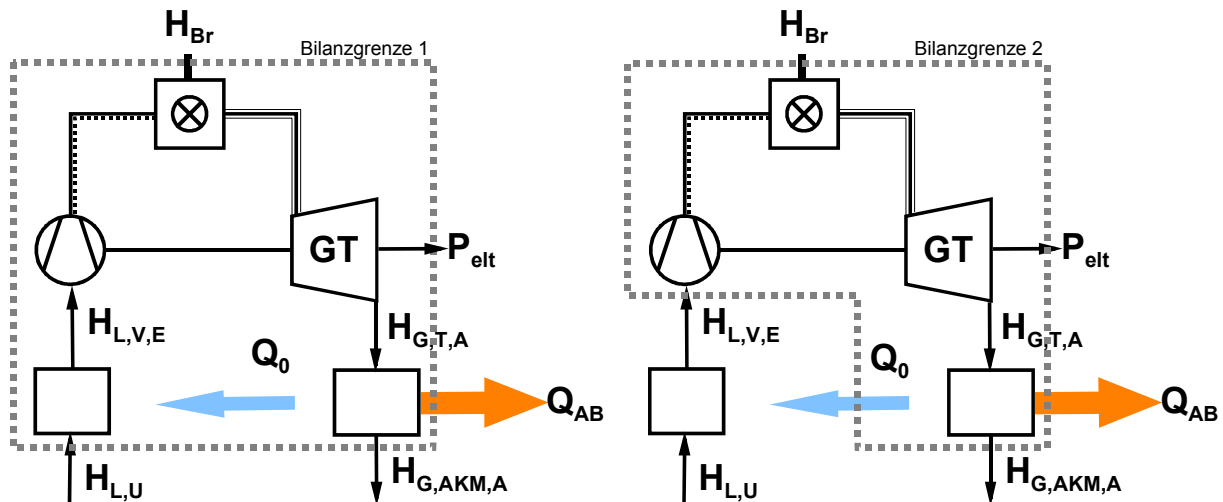


Abbildung 1–4 a/b: Möglichkeiten der Bilanzierung einer Gasturbinenanlage mit nachgeschalteter Absorptionskältemaschine

Wird die Bilanzgrenze um die gesamte Anlage gelegt, ergibt sich folgende Bilanz ein- und austretender Energieströme:

Brennstoffenergie und Luftenthalpiestrom treten von außen in den Bilanzraum ein. Elektroenergie, Abgasenthalpie und Kühlturmwärme verlassen das System über die Bilanzgrenze.

Bilanzgrenze 1

$$H_{Br} + H_{L,U} \rightarrow W_{elt} + H_{G,AKM,A} + Q_{Ab} \quad \text{Gleichung 1-3}$$

Die Enthalpie der Luft bei Umgebungszustand stellt im Prinzip keinen energetischen Aufwand dar. Damit entsprechen die Energieströme der klassischen ungekoppelten Stromerzeugung. Von Kraft-Wärme-Kopplung dürfte demnach keine Rede sein.

Wird die Bilanzgrenze nun so gelegt, daß auch die Kälte Q_0 den Bilanzraum verläßt, ist das Kriterium einer Nutzung von Abwärme – nämlich zur Kälteerzeugung – erfüllt. Ist dadurch eine KWK-Anwendung entstanden?

Entsprechend Abbildung 1–4 b treten im Rahmen dieser Bilanzierung die Brennstoffenergie und die gekühlte Verbrennungsluft in den Bilanzraum ein, während Elektroenergie, Abgasenthalpie, Kühlturmwärme und Kälte das System über die Bilanzgrenze verlassen.

Bilanzgrenze 2

$$H_{Br} + H_{L,V,E} \rightarrow W_{elt} + H_{G,AKM,A} + Q_0 + Q_{Ab} \quad \text{Gleichung 1-4}$$

Im Falle einer Bilanzierung entsprechend Bilanzgrenze 2 stellt die gekühlte Ansaugluft einen energetischen Aufwand dar, was verwirrend erscheinen mag, da der Luft bei der Kühlung Energie entzogen wird. An dieser Stelle kommt die besondere Stellung der Energieform Kälte zum Ausdruck, wobei hier nur darauf verwiesen werden

soll, daß bei der Kälteerzeugung der Exergiestrom entgegengesetzt dem Energiestrom gerichtet ist. Das heißt, mit der gekühlten Verbrennungsluft wird dem System zusätzlich zum Brennstoff Exergie zugeführt. Der Aufwand zur Erzeugung der gekühlten Luft lautet:

$$H_{L,U} + Q_0 \rightarrow H_{L,V,E} \quad \text{Gleichung 1-5}$$

Wird der energetische Aufwand der gekühlten Luft in Gleichung 1–4 ersetzt durch Gleichung 1–5, ergibt sich folgende Energiebilanz für die Bilanzgrenze 2.

Bilanzgrenze 2

$$H_{Br} + H_{L,U} \rightarrow W_{elt} + H_{G,AKM,A} + Q_{Ab} \quad \text{Gleichung 1-6}$$

Die Energiebilanzen beider Bilanzräume sind identisch, so daß auch im Fall der Bilanzierung 2 nicht von einer KWK-Anwendung gesprochen werden kann.

Selbst für den Fall, daß die Kälte nicht wieder in den Kraftprozeß eingebunden wird, gilt, daß die Anergie der Gasturbinenabwärme nicht genutzt, sondern über den Kältemaschinen-Kühlturm abgeführt wird, so daß die Voraussetzung für eine KWK-Anwendung in keinem Fall gegeben ist.

Problematisch erweist sich die Bilanzierung dann, wenn Erzeugung und Nutzung nicht innerhalb der gleichen Bilanzgrenzen liegen, da die Kraft-Wärme-Kopplung nur über Nutzung der Wärme identifiziert werden kann .

Die Steigerung des elektrischen Wirkungsgrades bei der thermischen Stromerzeugung durch regenerative Einbindung thermischer Energie (Wärme oder Kälte) ist durchweg positiv zu bewerten, hat jedoch mit dem Grundgedanken der Kraft-Wärme-Kopplung – nämlich "Anergie aus einem Prozeß der thermischen Stromerzeugung zum Heizen zu verwenden" – nichts zu tun, da von der eingebundenen thermischen Energie nur die Exergie genutzt werden kann. Dies gilt für Prozesse zur Strom- oder Kälteerzeugung generell, so daß die Definition der Kraft-Wärme-Kopplung diese Prozesse ausschließen muß.

"Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ist gekennzeichnet durch die Nutzung von Abwärme aus Anlagen der thermodynamischen Krafterzeugung (thermische Kraftwerke, einschließlich Brennstoffzellen) für andere als Kraft und Kälte erzeugende Prozesse."

1.2 Systematisierung von Energieerzeugungstechniken

Basierend auf der vorausgehenden Abgrenzung der Kraft-Wärme-Kopplung als Teilbereich der thermischen Stromerzeugung kann eine Systematisierung der Energieanlagen nach der Methode der gekoppelten und ungekoppelten Energieerzeugung, nach typischen Leistungsklassen sowie nach dem Einsatz fossiler und regenerativer Energieträger erfolgen. Den verschiedenen Energieanlagen können innerhalb der Systematisierung energetische Wirkungsgrade sowie dazugehörige technische Parameter zugeordnet werden.

Energieanlagen der ungekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung

Reine Stromerzeuger

- Kernkraftwerk
- Stein-/Braunkohle-Kondensationskraftwerk
- Wasserkraftwerk
- GuD-Kraftwerk (Neubau, nachgerüstete Altanlagen)
- Gasturbinen-Kraftwerk
- Pumpspeicher-Kraftwerk
- Brennstoffzellen-Kraftwerk (mit und ohne angehängten Wärmekraftprozessen)

Reine Wärmeerzeuger

- Heizkessel (Niedertemperatur-Heizkessel, Brennwertkessel)

Energieanlagen der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung

- Dampfturbinen-HKW (mit Gegendruckturbine, mit Entnahme-Kondensations-turbine)
- BHKW auf Verbrennungsmotorenbasis (Diesel-/Otto-Verbrennungsprozeß)
- Gasturbinen-HKW (Abhitzeessel)
- GuD-HKW (konventionell, HAT-Cycle, Cheng-Cycle, als nachgerüstete Altanlage)
- Wärmepumpe
- Brennstoffzellen-HKW (mit und ohne angehängten Wärmekraftprozessen)

Der Umfang an zentralen Energieerzeugungsanlagen läßt sich auf die genannten Vertreter reduzieren, da auch auf der Fachtagung "Fortschrittliche Energiewandlung und -anwendung" der VDI-Gesellschaft Energietechnik im März 1999 eingeschätzt werden mußte, daß die in den nächsten beiden Dekaden eine nennenswerte Rolle spielenden Einzeltechnologien bereits heute bekannt sind und die Zeit von der Erfindung einer neuen Technologie bis zu ihrem industriellen Einsatz mindestens 30 Jahre beträgt. Insofern muß davon ausgegangen werden, daß 2020 nur heute bereits bekannte Technologien zur zentralen Stromerzeugung eingesetzt werden. Der Qualität der Energieerzeugungsanlagen, gemessen an energetischen und exergetischen Wirkungsgraden, wird jedoch weiteres Entwicklungspotential unterstellt.

Kraftwerkstechnik

| Versorgungseinheit | Brennstoff | Art des Energieerzeugers | Blockleistung P_{eit} [MW] | η_{eit} | Technische Spezifikation |
|--------------------|------------|--------------------------|---------------------------------------|---------------------|-------------------------------------|
| Strom regional | Uran | Kernkraftwerk (DWR) | 1.300 | 0.33 | 280 °C / 65 bar |
| | Braunkohle | Dampfturbinenkraftwerk | 500 | 0.36 | 540 °C / 540 °C / 160 bar / 60 mbar |
| | Steinkohle | Dampfturbinenkraftwerk | 500 | 0.40 | 540 °C / 540 °C / 160 bar / 60 mbar |

Tabelle 1–1 a: Technische Kennzahlen und Parameter durchschnittlicher Kraftwerkstechnik (Stand 2000)

| Versorgungseinheit | Brennstoff | Art des Energieerzeugers | Blockleistung P_{eit} [MW] | η_{eit} | Technische Spezifikation |
|--------------------|------------|----------------------------|---------------------------------------|---------------------|---|
| Strom regional | Uran | Kernkraftwerk (EPR) | 1.500 | 0.36 | 295 °C / 70 bar |
| | Braunkohle | Dampfturbinenkraftwerk | 940 | 0.43 | 560 °C / 580 °C / 270 bar / 38 mbar |
| | Steinkohle | Dampfturbinenkraftwerk | 750 | 0.46 | 560 °C / 580 °C / 270 bar / 38 mbar |
| | Erdgas | GuD-Kondensationskraftwerk | 330 | 0.58 | $\vartheta_{\text{GT, Ein}}$ 1.200 ... 1.300 °C $\vartheta_{\text{GT, Aus}}$ 550 ... 580 °C η_{GT} 38 % ϑ_{FD} 550 °C p_{FD} 115 bar 3-Druck-Dampfprozess 1 Zwischenüberhitzung |

Tabelle 1–1 b: Technische Kennzahlen und Parameter der Neubau-Kraftwerkstechnik (Stand 2000)

Kraft-Wärme-Kopplungstechnik

| Versorgungseinheit | Brennstoff | Art der KWK im Fernwärmeverversorgungssystem | Gesamtleistung P_{eit} [MW] | η_{eit} | ζ_{HKW} | Technische Spezifikation |
|--------------------|------------|--|--|---------------------|----------------------|--|
| Nah-/Fernwärme | Gas/Heizöl | Dampfheizkraftwerk 1 bar Gegendruck | < 20 | 0.27 | 0.88 | ϑ_{FD} 510 °C ... 525 °C p_{FD} 50 bar ... 130 bar ϑ_{SpW} 200 °C Vorwärmer 2 ZÜ keine |
| Nah-/Fernwärme | Steinkohle | Dampfheizkraftwerk 1 bar Gegendruck | 20 – 100 | 0.29 | 0.84 | ϑ_{FD} 525 °C ... 535 °C p_{FD} 130 bar ... 200 bar ϑ_{SpW} 230 °C Vorwärmer 4 ZÜ keine |
| Nah-/Fernwärme | Steinkohle | Dampfheizkraftwerk 1 bar Gegendruck | > 100 | 0.37 | 0.83 | ϑ_{FD} 525 °C ... 535 °C p_{FD} 130 bar ... 200 bar ϑ_{SpW} 250 °C Vorwärmer 5 ZÜ einfach |
| Nah-/Fernwärme | Steinkohle | EK-Dampfheizkraftwerk | 1.500 | 0.42 | 0.46 | ϑ_{FD} 550 °C p_{FD} 260 bar $\vartheta_{\text{ZÜ}}$ 565 °C $p_{\text{ZÜ}}$ 55 bar p_{Kond} 40 mbar |
| Nah-/Fernwärme | Erdgas | Gasturbine | 10 | 0.25 | 0.85 | π_{V} 6 $\vartheta_{\text{GT, Ein}}$ 800 °C $\vartheta_{\text{GT, Aus}}$ 400 °C |
| Nah-/Fernwärme | Erdgas | Gasturbine | 100 | 0.34 | 0.85 | π_{V} 15 $\vartheta_{\text{GT, Ein}}$ 1.100 °C $\vartheta_{\text{GT, Aus}}$ 500 °C |

Tabelle 1–2: Technische Kennzahlen und Parameter der heutigen KWK-Technik (Stand 2000)

| | | | | | | | |
|-----------------|--------|------------------------------------|-----------|------|------|--|---|
| Nah-/Fernwärme | Erdgas | Gasturbine | 250 | 0.38 | 0.85 | π_V $\vartheta_{GT, Ein}$ $\vartheta_{GT, Aus}$ | 30 1.200 °C ... 1.300 °C 550 °C ... 580 °C |
| Nah-/Fernwärme | Erdgas | Gas- und Dampfturbine | 10 | 0.33 | 0.83 | $\vartheta_{GT, Ein}$ $\vartheta_{GT, Aus}$ η_{GT} ϑ_{FD} p_{FD} | 1.100 °C 500 °C 27 % 430 °C 27 bar 1-Druck-Dampfprozeß keine Zwischenüber- hitzung |
| Nah-/Fernwärme | Erdgas | Gas- und Dampfturbine | 200 | 0.50 | 0.90 | $\vartheta_{GT, Ein}$ $\vartheta_{GT, Aus}$ η_{GT} ϑ_{FD} p_{FD} ϑ_{SpW} | 1.100 ... 1.200 °C 570 °C 34 % 500 °C 80 bar 120 °C 1-Druck-Dampfprozeß keine Zwischenüber- hitzung |
| Objekt | Erdgas | BHKW Otto-Motoren | 0.1 - 0.5 | 0.30 | 0.85 | p_{eff} | 12 bar |
| | Erdgas | BHKW Otto-Motoren | 0.5 – 1 | 0.35 | 0.85 | p_{eff} | 17 bar |
| Nah-/Fernwärme | Diesel | BHKW Diesel-Motoren | < 1.0 | 0.40 | 0.85 | p_{eff} | 20 bar |
| Nah-/Fernwärme | Diesel | BHKW Diesel-Motoren | > 1.0 | 0.45 | 0.85 | p_{eff} | 25 bar |
| Objekt | Erdgas | ONSI-Brennstoffzelle | 0.20 | 0.40 | 0.80 | Erdgas, H ₂ $\vartheta = 160 - 220$ °C | |
| Nah-/ Fernwärme | Erdgas | Hochtemperatur- Brennstoffzelle | > 1.0 | 0.60 | 0.90 | Erdgas, H ₂ $\vartheta = 900 - 1.000$ °C | |

Tabelle 1–2 (Fortsetzung): Technische Kennzahlen und Parameter der heutigen KWK-Technik (Stand 2000)

Technologie zur Nutzung regenerativer Energien (getrennte Strom- und Wärmeerzeugung)

| Versorgungseinheit | Brennstoff / Antrieb | Art der Energieerzeugung | P | η_{elit} | ζ_{HKW} | Bemerkung | spez. Kosten [DM / kW] |
|--------------------|----------------------|-------------------------------|--------------------|----------------------|----------------------|--------------------------------------|------------------------|
| Strom | Windkraft | Windenergieanlage (WEA) | 0,5 MW | - | - | kleine Anlage onshore | 2.000 |
| Strom | Windkraft | Windenergieanlage (WEA) | 1,0 MW | - | - | große Anlage onshore | 2.400 |
| Strom | Windkraft | Windenergieanlage (WEA) | 1,5 MW | - | - | große Anlage offshore | 3.500 |
| Strom | solare Energie | Photovoltaik | 0,1 MW | - | - | Freiflächenanlage (nur ca. 800 h/a) | 10.000 |
| Strom | Wasserkraft | Laufwasserkraftanlage | 10 MW | - | - | Kosten sehr stark standortabhängig | 8.000 |
| | Wasserkraft | Laufwasserkraftanlage | 500 kW | - | - | Kosten sehr stark standortabhängig | 10.000 |
| Nah-/Fernwärme | Erdwärme | Wärmepumpe bzw. Wärmetauscher | 2 MW _{th} | - | - | | 4.600 |
| Nah-/Fernwärme | Holz | Holzheizwerk | 1 MW _{th} | - | 0,8 | typische Holzhackschneitzel-feuerung | 500 |

Tabelle 1–3: Technische Kennzahlen und Parameter der Energietechnik zur Nutzung regenerativer Energien (Stand 2000)

Technologie zur Nutzung regenerativer Energien (Kraft-Wärme-Kopplung)

| Versorgungseinheit | Brennstoff / Antrieb | Art der Energieerzeugung | P_{eit} [MW] | η_{eit} | ζ_{HKW} | Technische Spezifikation | spez. Kosten [DM / kW] |
|-----------------------|----------------------|--------------------------|-------------------------|---------------------|----------------------|----------------------------|------------------------|
| Nah-/Fernwärme, Strom | Holz | Holz HKW | 0,7 MW | 0,11 | 0,85 | Dampfturbinenheizkraftwerk | 10.000 |
| Nah-/Fernwärme, Strom | Holz | Holz HKW | 2,0 MW | 0,16 | 0,80 | Dampfturbinenheizkraftwerk | 5.000 |
| Nah-/Fernwärme, Strom | RME | RME-HKW | 1 MW | 0,40 | 0,88 | Diesel-BHKW | |
| Nah-/Fernwärme, Strom | Grubengas | Grubengas-HKW | 1 MW | 0,38 | 0,88 | Gas-BHKW | 1.600 |
| Nah-/Fernwärme, Strom | Biogas | Biogas-HKW | 1 MW | 0,38 | 0,88 | Gas-BHKW | 9.800 |
| Nah-/Fernwärme, Strom | Klär-/Deponiegas | Klär-/Deponiegas-HKW | 1 MW | 0,38 | 0,88 | Gas-BHKW | |

Tabelle 1–4 a: Technische Kennzahlen und Parameter der Energietechnik zur Nutzung regenerativer Energien in heutigen KWK-Anlagen (Stand 2000)

| Versorgungseinheit | Brennstoff / Antrieb | Art der Energieerzeugung | P_{eit} [MW] | η_{eit} | ζ_{HKW} | Technische Spezifikation | spez. Kosten [DM / kW] |
|--------------------|----------------------|--------------------------|-------------------------|---------------------|----------------------|--------------------------|------------------------|
| Holzvergasung HKW | Holz | Gas-BHKW | 0,7 MW | 0,38 | 0,65 | Holzvergasung + BHKW | 6.600 |
| Holzvergasung HKW | Holz | Gas-BHKW | 1,5 MW | 0,39 | 0,68 | Holzvergasung + BHKW | 5.300 |

Tabelle 1–4 b: Technische Kennzahlen und Parameter der Energietechnik zur Nutzung regenerativer Energien zukünftiger KWK-Anlagen (Stand 2000)

1.3 Entwicklung der gekoppelten und ungekoppelten Erzeugung von Wärme und Strom auf der Basis fossiler Brennstoffe

1.3.1 Dampfturbinen – Energietechnik auf Kohlebasis

1.3.1.1 Thermodynamische Grundlagen

Bei der thermischen Elektroenergieerzeugung wird chemisch gebundene Energie durch Verbrennung in Wärme umgewandelt. Mittels thermodynamischer Kreisprozesse kann ein Teil der Wärme in Elektroenergie umgewandelt werden. Die Effizienz der thermischen Elektroenergieerzeugung wird mit dem elektrischen Wirkungsgrad definiert.

Elektrischer Wirkungsgrad $\eta_{el} = \frac{W}{B}$ Gleichung 1-7

Während die gesamte Brennstoffenergie in Wärme transformiert werden kann, ist eine vollständige Transformation der Wärme in Elektroenergie nicht möglich. Die Transformierbarkeit von Wärme in Elektroenergie ist durch das Temperaturgefälle $T_H - T_U$ bzw. den sog. Carnot-Wirkungsgrad begrenzt.

Carnot-Wirkungsgrad $\eta_c = \frac{T_H - T_U}{T_H} = 1 - \frac{T_U}{T_H}$ Gleichung 1-8

Darin steht T_H für die mittlere Temperatur der Wärmezufuhr an das Arbeitsfluid und T_U für die Umgebungstemperatur.

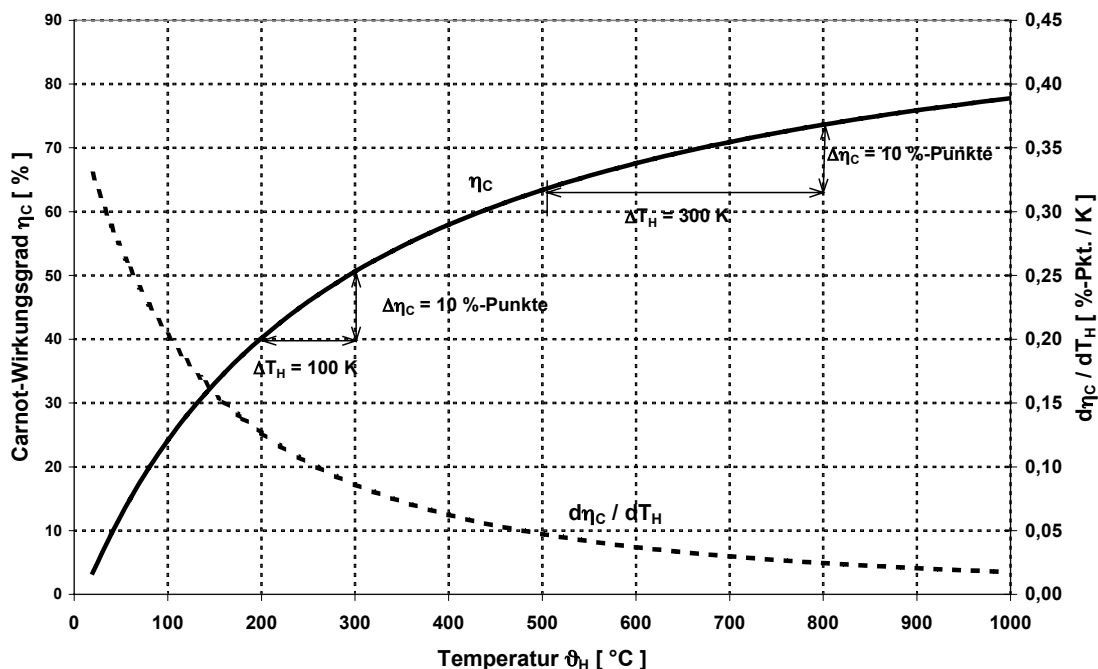


Abbildung 1–5: Carnot-Wirkungsgrad

Der Carnot-Wirkungsgrad nähert sich mit steigender Temperatur T_H asymptotisch dem Wert 1 an. Um einen einmal erreichten Anstieg des Carnot-Faktors zu wiederholen, ist eine immer größer werdende Temperaturerhöhung vorzunehmen bzw. gleiche Temperaturerhöhungen führen zu immer geringeren Steigerungen des Carnot-Wirkungsgrades.

$$\text{Anstieg des Carnot-Wirkungsgrades} \quad \frac{d\eta_c}{dT_H} = \frac{T_U}{T_H^2} = \frac{1-\eta_c^2}{T_U} \quad \text{Gleichung 1-9}$$

Da bei der Elektroenergieerzeugung mit Dampfturbinen die Wärmezufuhr mit der Speisewasservorwärmung beginnt, entspricht die mittlere Temperatur der Wärmezufuhr nicht der Frischdampf- oder Zwischenüberhitzungstemperatur, die deutlich über T_H liegen. Die mittlere Temperatur der Wärmezufuhr errechnet sich als Quotient der Enthalpie- und der Entropieerhöhung von Wasser/Dampf bei der Wärmezufuhr.

$$\text{Mittlere Temperatur der Wärmezufuhr} \quad T_H = \frac{h_{FD} - h_{SpW}}{s_{FD} - s_{SpW}} \quad \text{Gleichung 1-10}$$

Die Wärmezufuhr beginnt mit der Speisewasservorwärmung, auch wenn dies mittels Dampf regenerativ erfolgt. Der Wirkungsgrad steigernde Effekt der regenerativen Speisewasservorwärmung kommt in einem besseren Gütegrad gegenüber Prozessen mit gleichen Frischdampfparametern ohne regenerative Speisewasservorwärmung zum Ausdruck. Bei Kraftwerken mit einer mittleren Temperatur der Wärmezufuhr von $T_H = 325 - 330 \text{ }^\circ\text{C}$, wie sie die neuen VEAG-Kraftwerke der 800/900-MW-Klasse oder das BoA-Konzept Niederaußem aufweisen, beträgt der Carnot-Wirkungsgrad 52 ... 53 %. Daß die tatsächlich erreichten Kraftwerkswirkungsgrade geringer sind, liegt daran, daß der reale Kraftwerksprozeß nicht dem idealisierten Carnot-Prozeß entspricht und diesem allenfalls angenähert werden kann. Inwieweit das gelingt, wird mit dem Gütegrad des Kraftwerksprozesses beschrieben, der das Verhältnis des realen Kraftwerkswirkungsgrades zum Carnot-Wirkungsgrad darstellt.

$$\text{Gütegrad} \quad v = \frac{\eta_{KW}}{\eta_c} \quad \text{Gleichung 1-11}$$

Der reale Kraftwerkswirkungsgrad ergibt sich folglich als Produkt aus Carnot-Wirkungsgrad und Gütegrad.

$$\text{Kraftwerkswirkungsgrad} \quad \eta_{KW} = v \cdot \eta_c \quad \text{Gleichung 1-12}$$

Daraus lassen sich zwei Entwicklungsrichtungen zur Wirkungsgradsteigerung von Kraftwerken ableiten, die in der Regel parallel beschritten werden. So kann zum einen die Temperatur T_H angehoben werden, um den Carnot-Wirkungsgrad zu steigern, und zum anderen die Prozeßgüte durch Eliminierung/Reduzierung von Exergieverlustquellen verbessert werden. Letzteres wird auch unter dem Begriff "Carnotisierung" verstanden.

Da der Carnot-Wirkungsgrad außer von T_H nur noch von T_U abhängig ist, besteht nur in der Erhöhung von T_H die Möglichkeit, den Carnot-Wirkungsgrad zu steigern. Zu diesem Zweck müssen die Dampfparameter Druck und Temperatur erhöht werden.

Maßnahmen zur Carnotisierung können sein

- a) Mehrdruckprozesse,
- b) optimierte vielstufige Speisewasservorwärmung,
- c) optimierte mehrfache Zwischenüberhitzung,
- d) Reduzierung der irreversiblen Entropiezunahme bei der Dampfentspannung,
- e) Annäherung der Kondensationstemperatur an das Temperaturniveau der Wärmesenke (Optimierung am kalten Ende).

1.3.1.2 Entwicklungsverlauf in der Dampfkraftwerkstechnik

Historische Entwicklung

Die Geschichte der fossil befeuerten Dampfkraftwerke ist eng mit der Geschichte der Dampfmaschine und Dampfturbine verbunden. Die Dampfturbine wurde im Jahre 1892 zum ersten Male zum Antrieb eines Generators eingesetzt. Die Generatorleistung betrug damals 150 kW. Der Dampfprozeßwirkungsgrad war mit 10,6 % zwar noch sehr gering, konnte aber in den folgenden Jahren durch Verbesserungen an den Turbinen deutlich gesteigert werden. Bereits 1897 konnten Leistungen von 500 kW und Wirkungsgrade von 13,8 % erreicht werden. Anfang des 20. Jahrhunderts hat die Dampfturbine dann sehr schnell den Markt erobert und die Dampfmaschine verdrängt. Ab 1910 wurden für den Leistungsbereich über 2 MW praktisch nur noch Dampfturbinen eingesetzt. Drei Gründe sprachen für die Bevorzugung der Dampfturbine:

- Der Raumbedarf einer Turbine war um den Faktor 5 kleiner.
- Die Investitionskosten lagen bereits 1905 um 40 % niedriger und
- das Gewicht lag bei Leistungen von 1 bis 5 MW um den Faktor 8 bis 10 niedriger.

Bei kleineren Leistungseinheiten lagen die elektrischen Wirkungsgrade der Dampfturbine allerdings anfänglich häufig noch unter denen der Dampfmaschine, wie Tabelle 1–5 ausweist.

| Leistung (PS) | Elektrischer Wirkungsgrad (%) | |
|---------------|-------------------------------|--------------|
| | Kolbendampfmaschine | Dampfturbine |
| 200 | 12,65 | 13,04 |
| 300 | 13,04 | 12,05 |
| 400 | 13,24 | 12,85 |
| 500 | 13,46 | 13,46 |
| 1000 | - | 14,71 |
| 2000 | 14,99 | 16,01 |
| 3000 | 15,35 | 16,64 |
| 4000 | 15,42 | 16,86 |
| 5000 | 15,52 | 17,09 |
| 6000 | 15,62 | 17,20 |

Dampfzustände: 12 bar/300 °C; Vakuum 0,06 bar

Tabelle 1–5: Elektrische Wirkungsgrade von Kolbendampfmaschinen und Dampfturbinen im Jahre 1910 /Bohn 1992/

Mit steigenden Einheitsleistungen, die nach der Jahrhundertwende realisiert wurden, um den rasch wachsenden Elektrizitätsbedarf zu befriedigen, stieg der Turbinenprozeß-Wirkungsgrad weiter schnell an, wie Abbildung 1–6 verdeutlicht.

| Name | Jahr | p_{FD} [bar] | T_{FD} [°C] | $T_{ZÜ1}$ [°C] | $T_{ZÜ2}$ [°C] | T_H [°C] | η_c [%] | η_{el} [%] | v [-] |
|------------------------|------|-------------------|------------------|-------------------|-------------------|---------------|-----------------|--------------------|------------|
| Elberfeld | 1905 | 11.5 | 300 | - | - | 191,7 | 38,0 | 12,5 | 0,33 |
| Goldenberg-Werk | 1917 | 15 | 325 | - | - | 205,0 | 39,7 | 15,0 | 0,38 |
| Berlin-Klingenberg | 1925 | 36 | 450 | - | - | 262,4 | 46,2 | 20,0 | 0,43 |
| Espenhain | 1940 | 100 | 500 | - | - | 333,5 | 52,5 | 27,0 | 0,51 |
| Frimmersdorf | 1960 | 166 | 540 | 540 | - | 394,2 | 56,8 | 33,0 | 0,58 |
| Niederaußem Block H | 1974 | 174 | 530 | 530 | - | 395,1 | 56,9 | 35,5 | 0,62 |
| | 1980 | 260 | 540 | 540 | - | 431,6 | 59,1 | 38,0 | 0,64 |
| Schwarze Pumpe | 1998 | 260 | 545 | 565 | - | 436,6 | 59,4 | 40,6 | 0,68 |
| Niederaußem Block K | 2002 | 247 | 580 | 600 | - | 445,4 | 59,9 | 45,2 | 0,75 |
| 700°C-Kraftwerk | 2020 | 350 | 700 | 720 | 720 | 523,0 | 63,8 | 51,0 | 0,80 |

Tabelle 1–6: Historische Entwicklung von Dampfzuständen und Effizienzkennzahlen ausgewählter Braunkohle-Kraftwerke

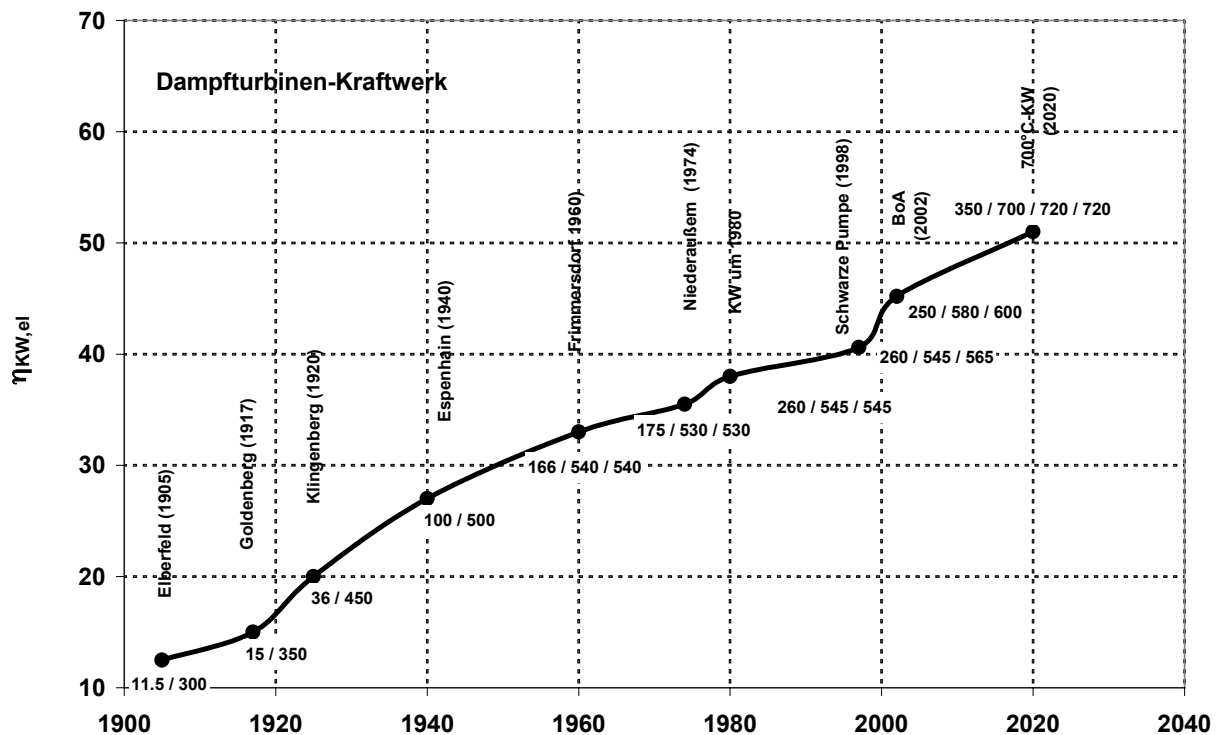


Abbildung 1–6: Entwicklung des elektrischen Wirkungsgrades von Dampfkraftwerken

In Form von deutlich steileren Wirkungsgradanstiegen kommen beispielsweise die Einführung der regenerativen Speisewasservorwärmung nach 1920 und die gegenwärtig laufenden, konzentrierten Bemühungen um einen optimalen Kraftwerksprozeß im Rahmen des BoA-Konzepts in Abbildung 1–6 zum Ausdruck.

In Abbildung 1–7 sind die historischen Verläufe der für den Kraftwerkswirkungsgrad maßgebenden Größen – η_c und ν – dargestellt. Dabei wird deutlich, worauf sich die Entwicklung des Kraftwerkswirkungsgrades zurückführen läßt. Während der Carnot-Wirkungsgrad, bezogen auf den Ausgangspunkt von 1905, mit 38 % bis heute nur knapp um 58 % auf 60 % gesteigert werden konnte, erreicht der Gütegrad heute mit 0,75, bezogen auf 1905, mit 0,33 das 2,3fache. Dabei ist jedoch zu beachten, daß Temperaturdifferenzen sowohl treibende Kraft der thermischen Stromerzeugung als auch Ursache von Exergieverlusten sind. Einen Gütegrad 1 kann es daher nicht geben. Eine weitere Steigerung über 0,75 hinaus ist beispielsweise an eine Verringerung von Temperaturdifferenzen gebunden, was einen zusätzlichen materiellen Aufwand erfordert, so daß der maximale Gütegrad nicht nur seitens der Technik, sondern in der Regel auch durch die Ökonomie begrenzt ist.

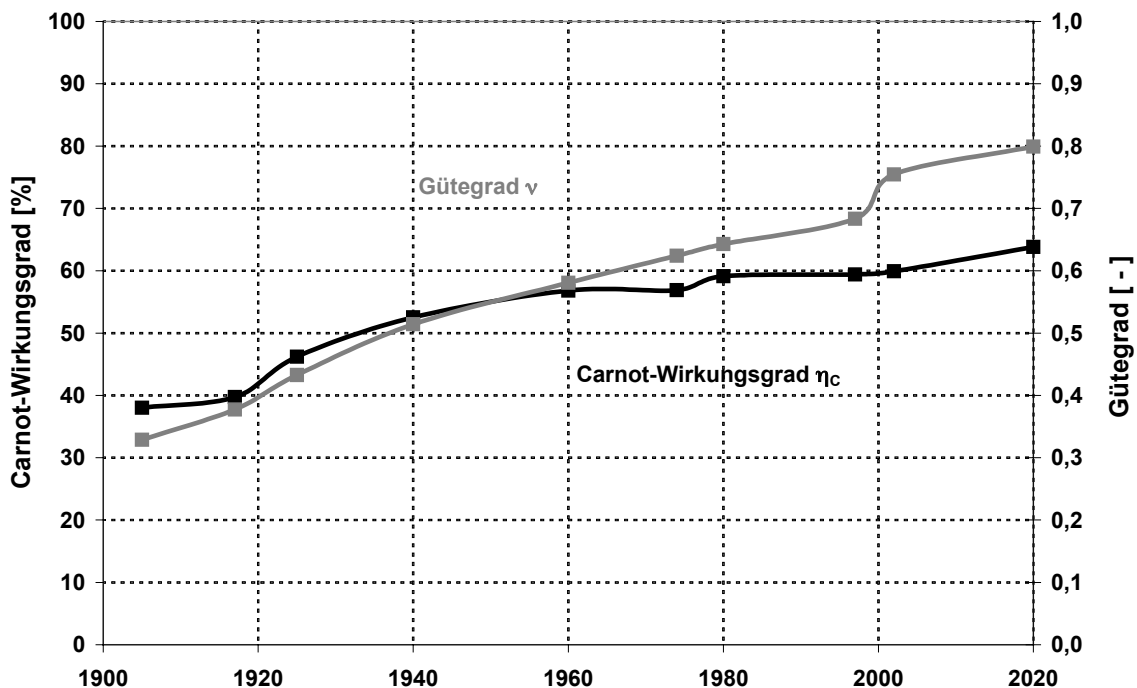


Abbildung 1–7: Entwicklung von Carnot-Wirkungsgrad und Gütegrad von Dampfkraftwerken

Die Entwicklung der Dampfturbinentechnik zu immer höheren Einheitsleistungen war bereits aus technologischer Sicht an die Forderung nach immer höheren Dampfparametern gebunden. Die damit verbundene Wirkungsgradsteigerung folgte zwangsläufig.

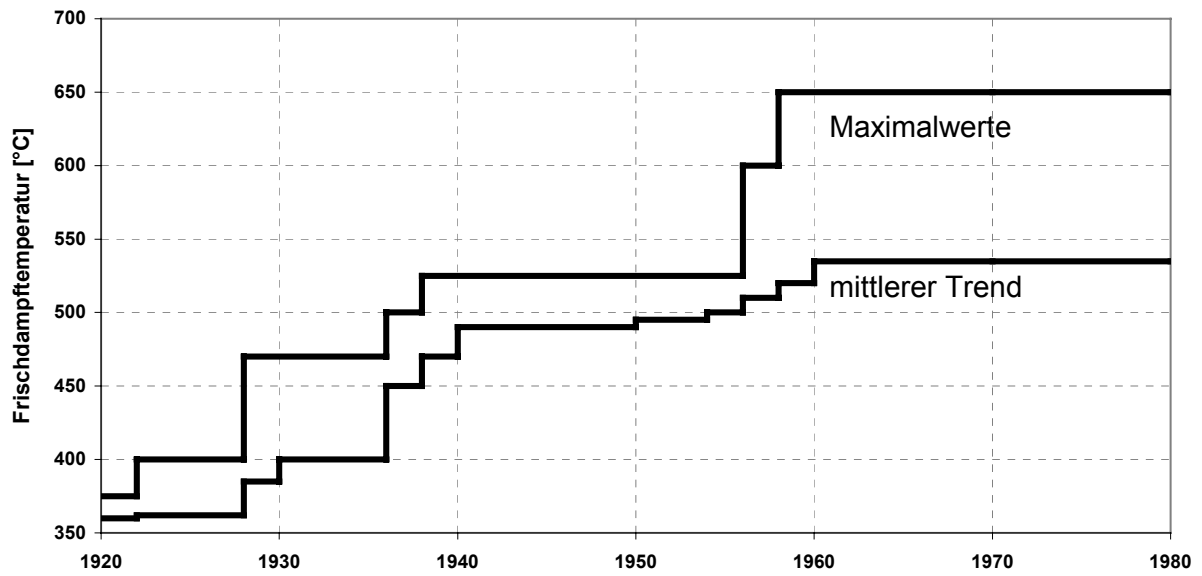


Abbildung 1–8: Historische Entwicklung der Dampftemperaturen in deutschen Kraftwerken /Schoch 1983/

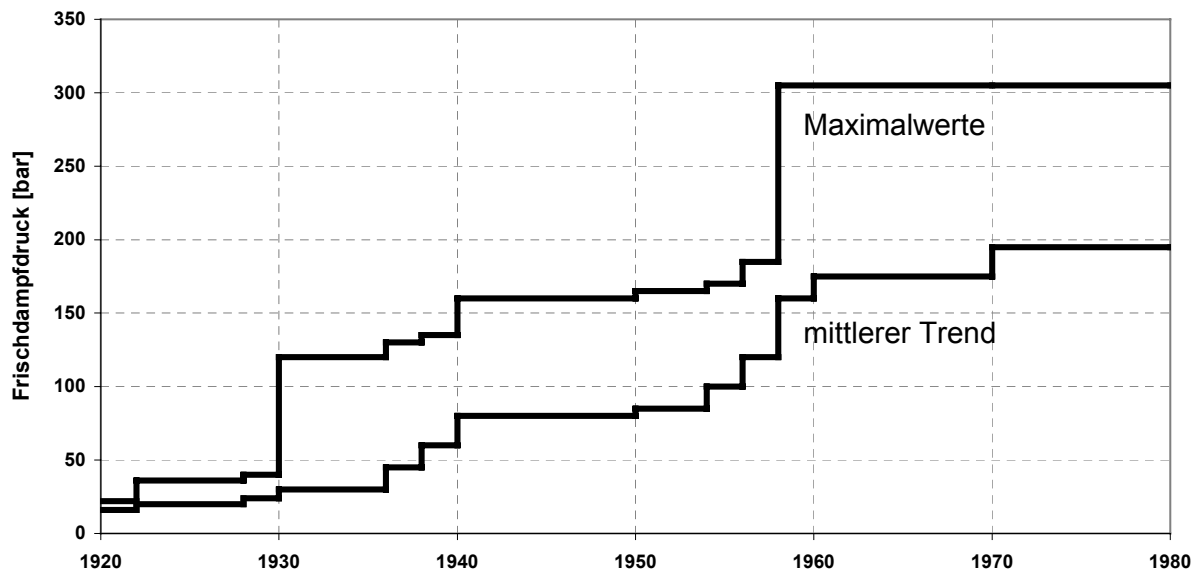


Abbildung 1–9: Historische Entwicklung des Dampfdruckes in deutschen Kraftwerken /Schoch 1983/

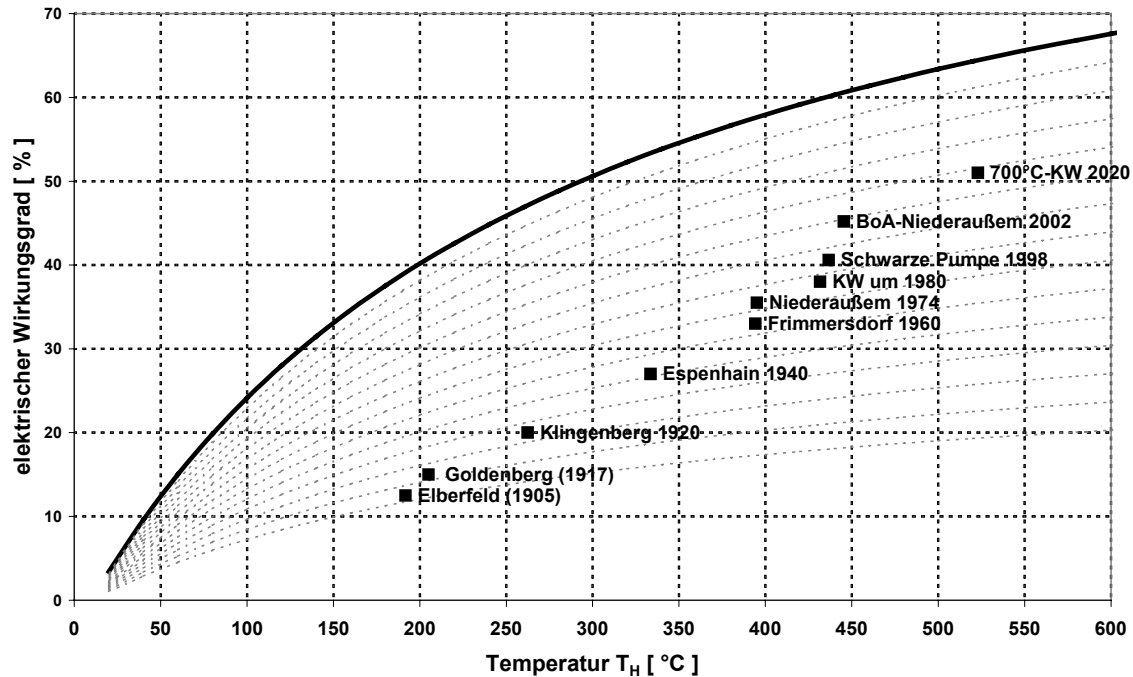


Abbildung 1–10: Elektrischer Wirkungsgrad über der Temperatur T_H

Die Entwicklung der Turbogeneratoren stagnierte von 1930 bis 1950, was die Leistungseinheit anbetraf, allerdings stieg der Turbinenprozeß-Wirkungsgrad mit steigendem Druck, steigender Temperatur, Vorwärmung und verbesserter Turbinentechnik weiter an. Die Leistungs- und Wirkungsgradsteigerungen bei den Arbeitsmaschinen gingen einher mit eben solchen Steigerungen bei den Dampferzeugern und Generatoren. Infolgedessen konnte eine deutliche Zunahme der Kraftwerkswirkungsgrade erzielt werden. So stieg der elektrische Netto-Wirkungsgrad neu errichteter Kraftwerke, der 1900 ca. 11 % betrug, auf ca. 15 % im Jahre 1915 und 26,2 % im Jahre 1926 (Kraftwerk Klingenberg). Bereits für 1938/1943 wurde der elektrische Netto-Wirkungsgrad des Kraftwerks Karnap/Essen mit 31,8 % angegeben.

In den Nachkriegsjahren kam es aufgrund des Wiederaufbaubedarfs sowie des als Folge der raschen wirtschaftlichen Entwicklung schnell zunehmenden Elektrizitätsbedarfs zu einem verstärkten Kraftwerksbauprogramm in Deutschland. Die Einheitsleistungen der neu errichteten Kraftwerksblöcke wurden dabei sprunghaft größer. Bestimmend für die Blockgrößen bei den fossilen Dampfkraftwerken sind aufgrund der relativ größeren spezifischen Massenströme im Vergleich zu Steinkohle- die Braunkohlekraftwerke. Im Jahre 1950 betrug die Blockgrößen der neu errichteten Braunkohlekraftwerke 100 MW, 1954 150 MW, 1965 300 MW und 1974 bereits 600 MW. Das im Jahre 2000 ans Netz genommene Braunkohlekraftwerk Lippendorf schließlich hat zwei Blöcke mit einer Blockleistung von jeweils 933 MW. Kenndaten dieser Braunkohlekraftwerksblöcke sowie einiger Steinkohlekraftwerksblöcke sind in Tabelle 1–7 aufgeführt.

| Jahr | Blockleistung (MW) | Druck (bar) | Turbinen-eintritts-/ZÜ-Temperatur (°C) | Speisewasser-Temperatur (°C) | Elektrischer Wirkungsgrad, netto (%) | Standort |
|-----------------------------------|--------------------|-------------|--|------------------------------|--------------------------------------|----------------|
| Braunkohlekraftwerksblöcke | | | | | | |
| 1950 | 100 | 111 | 525/- | 193 | 30,2 | Goldenberg |
| 1954 | 150 | 111 | 525/- | 215 | 31,3 | Weisweiler |
| 1965 | 300 | 185 | 525/525 | 245 | 33,0 | Niederaußem |
| 1974 | 600 | 163 | 525/525 | 232 | 36,0 | Niederaußem |
| 1998 | 750 | 260 | 550/565 | | 40 | Schwarze Pumpe |
| 2000 | 933 | 260 | 550/580 | | 42 | Lippendorf |
| Steinkohlekraftwerksblöcke | | | | | | |
| 1965 | 214 | 250 | 540/540/540 | 260 | 39,2 | Wedel |
| 1966 | 220 | 266 | 530/540/540 | 269 | 39,8 | Franken |
| 1982 | 475 | 245 | 540/540/530 | 311 | 40 | Mannheim |

Tabelle 1–7: Kenndaten von Braun- und Steinkohlekraftwerksblöcken /Bohn 1992/, /AGFW 2000/

Bei den Investitionen fossilbefeuerteter Dampfkraftwerke haben Braunkohlekraftwerke aufgrund der für gleiche Leistungen erforderlichen größeren Bauweise einen Kostennachteil gegenüber gleich großen Steinkohlekraftwerken. In den 80er Jahren bestand z. B. eine Kostendifferenz von ca. 10 % zu Lasten der Braunkohlekraftwerke. So betragen die spezifischen Investitionskosten im Jahre 1980 rund 2.000 DM/kW für Braunkohle- und 1.800 DM/kW für Steinkohlekraftwerke /Tosato 1984/. Durch Einführung von Entschwefelungs- und Entstickungsanlagen von Rauchgasen in der Mitte der 80er Jahre wurde der Kraftwerksprozeß verfahrenstechnisch insgesamt aufwendiger und infolgedessen auch teurer. Bei der Rauchgasreinigung zeigte sich der Nachteil der größeren Massenströme der Braunkohlekraftwerke in einer relativ stärkeren Kostenerhöhung als bei den Steinkohlekraftwerken. Für derzeit neu in Betrieb gehende Braunkohlekraftwerke sind Referenzwerte für Investitionen von 2.600 DM/kW, für Steinkohlekraftwerke 2.000 DM/kW anzusetzen. Ein Erdgas-GuD-Kraftwerk, das in der gesamten Prozeßführung wesentlich einfacher ist, verursacht demgegenüber Investitionen von 900 DM/kW (siehe auch Tabelle 1–8).

Erreichter Stand und erwartete Entwicklung von Wirkungsgraden und Kosten

Drei Viertel der weltweit neu installierten Kraftwerksleistung entsteht gegenwärtig auf der Grundlage fossiler Brennstoffe, davon rund die Hälfte als Dampf- sowie kombinierte Gas- und Dampfkraftwerke /BMW 1999 (1)/. Diese Kraftwerke zeichnen sich durch eine hohe technische Verfügbarkeit, hohe Umwandlungswirkungsgrade und hohe Rauchgasreinigungsleistungen aus. Ihre wesentlichen technischen und ökonomischen Daten für den Inbetriebnahmezeitpunkt 2005 sind in Tabelle 1–8 zusammengestellt /AGFW 2000/.

| Kraftwerksparameter | Einheit | Kernkraftwerk (EPR) | Erdgas-GuD-Kraftwerk | Steinkohlekraftwerk | Braunkohlekraftwerk |
|--|---|---------------------|----------------------|---------------------|---------------------|
| Nettoleistung | MW _{el} | 1.756 | 700 | 800 | 965 |
| Nettowirkungsgrad | % | 36 | 58 | 46 | 45,2 |
| Nutzungsdauer | a | 35 | 35 | 35 | 35 |
| Bauzeit | a | 5 | 2 | 4 | 5 |
| Investitionen mit Bauherren-Eigenleistung, ohne Zinsen | DM ₉₈ /kW _{el} | 2.650 | 900 | 2.000 | 2.600 |
| Steuern (Ertrags- und Substanzsteuern: 2,3 %/a, bezogen auf Investitionen) | DM ₉₈ /(kW _{el} *a) | 61 | 20 | 46 | 60 |
| Stilllegungskosten | Mio. DM ₉₈ | | 15 | 50 | 50 |
| Bewachung (10 Jahre) | Mio. DM ₉₈ /a | 10 | -- | -- | -- |
| Abriß (10 Jahre) | Mio. DM ₉₈ /a | 80 | -- | -- | -- |
| Personalanzahl | Anzahl | 210 | 40 | 120 | 100 |
| Lohnkosten pro Person | TDM ₉₈ /a | 160 | 135 | 135 | 99 |
| Personalkosten | DM ₉₈ /(kW _{el} *a) | 19,1 | 7,7 | 20,2 | 10,3 |
| Instandhaltungskosten | DM ₉₈ /(kW _{el} *a) | 33,5 | 12,0 | 21,5 | 26,4 |
| sonstige fixe Betriebskosten | DM ₉₈ /(kW _{el} *a) | | 1,6 | 4,2 | 4,2 |
| variable Betriebskosten, ohne Brennstoffkosten | Pf ₉₈ /kWh _{el} | | 0,85 | 0,95 | 1,05 |

Tabelle 1–8: Technische und ökonomische Daten neuer Dampfkraftwerke (Inbetriebnahmezeitpunkt 2005) /AGFW 2000/

Zum Vergleich mit den Dampfkraftwerken auf Steinkohle- und Braunkohlebasis sind in Tabelle 1–8 auch ein Gas- und -Dampfturbinen-Kraftwerk (GuD) auf Erdgasbasis und ein Kernkraftwerk neuester Auslegung aufgeführt. Für das in der Entwicklungsphase befindliche Kernkraftwerk wurden die nach Abschluß der Basic Design Optimierung Phase für den EPR (European Pressure Reactor) ermittelten Daten zugrunde gelegt.

Die in den letzten Jahren bei den kohlebefeueren Dampfkraftwerken erzielten Wirkungsgradsteigerungen basieren vor allem auf dem Übergang zu höheren Frischdampfzuständen, der durch den Einsatz neu entwickelter Werkstoffe realisiert werden konnte sowie auf einer aufwendigeren Prozeßführung mit zweifacher Zwischenüberhitzung. Bei den erdgasbefeueren Dampf- und Gasturbinenkraftwerken waren insbesondere höhere Gaseintrittstemperaturen und die Einführung des Drei-Druck-Dampfprozesses für die Wirkungsgradsteigerungen verantwortlich.

Unter den in Tabelle 1–8 aufgeführten Kraftwerken zeichnet sich die Erdgas-GuD-Anlage durch den höchsten elektrischen Wirkungsgrad bei niedrigsten Investitions-, Wartungs- und Instandhaltungskosten aus. Dies ist eine Folge der vergleichsweise einfachen Bauart gegenüber kohlebefeueren Kraftwerkstypen, was auch in der kur-

zen Bauzeit von zwei Jahren zum Ausdruck kommt. Ein modernes Steinkohlekraftwerk hat im Vergleich mit einem Erdgas-GuD-Kraftwerk mehr als doppelt so hohe spezifische Investitionskosten, deutlich höhere fixe Betriebskosten und einen mit 46 % um 12 Prozentpunkte niedrigeren Wirkungsgrad. Die durchschnittliche Bauzeit für Kohlekraftwerke beträgt mit fünf Jahren mehr als das Doppelte der von Erdgas-GuD-Kraftwerken.

Aufgrund des geringeren Energieinhaltes der Braunkohle wird in einem Braunkohlekraftwerk ein wesentlich größerer Massenstrom durchgesetzt als in einem Steinkohlekraftwerk vergleichbarer Leistung. Ein modernes Braunkohledampfkraftwerk liegt daher im Wirkungsgrad etwas niedriger und in den spezifischen Investitionskosten sowie den spezifischen Instandhaltungskosten höher als ein Steinkohlekraftwerk

Trotz des erreichten hohen Entwicklungsstandes der fossilen gefeuerten Dampfkraftwerke erscheinen weitere Wirkungsgradsteigerungen und Kostensenkungen möglich. Tabelle 1–9 zeigt dies anhand der für den Inbetriebnahmezeitpunkt 2025 projizierten Kenndaten für kohlebefeuerte und Erdgas-GuD-Anlagen. Für die Wirkungsgradsteigerungen existieren verschiedene Möglichkeiten:

- Steigerung der Frischdampfparameter: Temperatur und Druck vor der Turbine können nach Entwicklung neuer hochtemperaturbeständiger Werkstoffe erhöht werden.
- Steigerung des Dampfturbinenwirkungsgrades: Durch strömungstechnische Maßnahmen und besondere Schaufelgeometrien kann der innere Wirkungsgrad von Dampfturbinen verbessert werden.
- Steigerung des Dampferzeugerwirkungsgrades: Durch Verbesserung des Verbrennungsablaufes können der Luftüberschuß in der Feuerung reduziert und die Abgastemperatur durch regenerative Luftvorwärmung verringert werden.
- Reduzierung des Eigenbedarfs: Durch die Auswahl verbesserter Komponenten oder die Festlegung auf bestimmte Konzepte, wie z. B. einer einsträngigen Ausführung des Blocks, kann der Eigenbedarf des Kraftwerkes reduziert werden.
- Thermodynamische Konzeption des Kraftwerkes: Durch zusätzliche Vorwärmung und Zwischenüberhitzung kann die Carnotisierung des Dampf-Kraft-Prozesses gesteigert werden.
- Kühlturmauslegung: Durch Absenkung des Kondensatordrucks ergibt sich eine Wirkungsgradsteigerung des Dampfprozesses. Diese Auslegung bedingt allerdings einen höheren Kühlturm.

Durch konsequente Nutzung dieser Möglichkeiten ist eine Wirkungsgradsteigerung um etwa 5 Prozentpunkte gegenüber den besten bisher ausgeführten Anlagen möglich /BMWi 1999 (1)/. Wesentlich ist auch die erwartete Steigerung der Nutzungsdauer um fünf Jahre und die Senkung der spezifischen Investitionskosten um etwa 10 %. Diese drei Faktoren tragen gemeinsam zu einer deutlichen Senkung der Stromerzeugungskosten aus fossilen Dampfkraftwerken der nächsten Generation bei.

| Kraftwerksparameter | Einheit | Erdgas-GuD-Kraftwerk | Steinkohle-kraftwerk | Braunkohle-kraftwerk |
|--|---|----------------------|----------------------|----------------------|
| Netto-(Block)Leistung | MW _{el} | 750 | 800 | 1.000 |
| Nettowirkungsgrad | % | 63 | 51 | 50 |
| Nutzungsdauer | a | 40 | 40 | 40 |
| Bauzeit | a | 2 | 4 | 5 |
| Investitionen mit Bauherren-Eigenleistung, ohne Zinsen | DM ₉₈ /kW _{el} | 750 | 1.900 | 2.400 |
| Steuern (Ertrags- und Substanzsteuern: 2,3 %/a, bezogen auf Investitionen) | DM ₉₈ /(kW _{el} *a) | 20 | 46 | 60 |
| Stilllegungskosten | Mio. DM ₉₈ | 15 | 50 | 50 |
| Personalanzahl | Anzahl | 30 | 96 | 97 |
| Lohnkosten pro Person | TDM ₉₈ /a | 135 | 135 | 99 |
| Personalkosten | DM ₉₈ /(kW _{el} *a) | 5,4 | 16,2 | 9,6 |
| Instandhaltungskosten | DM ₉₈ /(kW _{el} *a) | 8,1 | 19,9 | 23,6 |
| sonstige fixe Betriebskosten | DM ₉₈ /(kW _{el} *a) | 1,6 | 4,2 | 4,2 |
| variable Betriebskosten, ohne Brennstoffkosten | Pf ₉₈ /kWh _{el} | 0,85 | 0,95 | 1,05 |

Tabelle 1–9: Technische und ökonomische Daten neuer fossiler befeuerten Dampfkraftwerke (Inbetriebnahmezeitpunkt 2025) /BMWi 1999 (1)/, MEX II 2001/, /Kolb 1998/

Weitere Temperatur- und Druckerhöhungen zur Wirkungsgradsteigerung setzen jedoch Materialien und Technologien voraus, die diesen gerecht werden. Die Entwicklung des Kraftwerkswirkungsgrades und speziell des Carnot-Wirkungsgrades ist demnach wesentlich von der Entwicklung der Werkstofftechnik abhängig. Mit dem Hochtemperaturkraftwerk Eddystone (USA) wurde aber bereits in den 60er Jahren das Ende einer Entwicklung im Dampfkesselbau signalisiert, da bei FD-Temperaturen über 560 °C (600 °C Oberflächentemperaturen) Gefahren der Hochtemperaturkorrosion im intermittierenden Betrieb bestehen. Das Kraftwerk Eddystone wies seinerzeit folgende Parameter auf: 345 bar/650 °C/565 °C/565 °C /Krautz/. Bedingt durch die niedrigen Brennstoffpreise, bestand Mitte der 60er Jahren aber auch keine Veranlassung, Kraftwerke mit hohen Wirkungsgraden und deshalb hohen Dampfparametern zu errichten. Die Entwicklung stagnierte. Die Begriffe KOMET, ETA-50 und 700 °C-Kraftwerk sind Synonyme für die wieder aufgegriffenen Bemühungen zur Weiterentwicklung der steinkohlebasierten konventionellen Kraftwerkstechnik. Sie haben den Einsatz neuer, hochleistungsfähiger Werkstoffe für die weitere Anhebung der Dampfparameter gemeinsam. Ziel ist es, den Dampfkraftprozeß bei oberen Prozeßtemperaturen von 650 bis 720 °C und Drücken von 300 bis 350 bar zu betreiben. Parallel dazu wird an einer weiteren Verbesserung der Prozeßgüte auf 0,80 gear-

beitet, um mit dem 700 °C-Kraftwerk prognostizierte Wirkungsgrade von 51 % zu erreichen.

| Phase | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 |
|--|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 1 Machbarkeit des Konzepts | X | X | X | | | | | | | | | | | | | | |
| 2 Demonstration der Materialeigenschaften | | X | X | X | X | X | | | | | | | | | | | |
| 3 Detailentwurf kritischer Komponenten | | | | X | X | X | | | | | | | | | | | |
| 4 Demonstration / Maßstabsgetreue Fertigung kritischer Komponenten | | | | | X | X | X | X | X | | | | | | | | |
| 5 Bauvorbereitung | | | | | | | | | X | | | | | | | | |
| 6 Projektierung und Bau der Demonstrationsanlage | | | | | | | | | | X | X | X | X | X | | | |
| 7 Demonstration | | | | | | | | | | | | | | | X | X | X |
| 8 Erfahrungsrückfluß an beteiligte Unternehmen | | | | | | | | | | | | | | | | X | X |

Tabelle 1–10: Realisierungsplan des 700 °C-Kraftwerkes

1.3.1.3 KWK auf Dampfturbinenbasis

Bei den KWK-Dampfkraftwerken gibt es aufgrund der Anforderungen an die Wärmeabgabe unterschiedliche Grundbauarten: Gegendruck-, Entnahme- (bzw. Anzapf-) Kondensations- und Kondensationsturbinen mit Wärmeauskopplung.

Wärmeauskopplung aus Heizkraftwerken mit Gegendruckturbinen

Wenn ein ganzjährig hoher Wärmebedarf vorliegt oder aus stromwirtschaftlichen Gründen eine Leistungsreduzierung der Turbine während der Zeiten geringeren Wärmebedarfs, z. B. im Sommer, möglich ist, kommen meist Gegendruckanlagen zum Einsatz. Dies sind Anlagen, die durch eine nahezu konstante Stromkennzahl gekennzeichnet sind, d. h. es sind Heizkraftwerke, in denen Wärme und Strom in einem von der Auslegung abhängigen relativ konstanten Verhältnis erzeugt werden. Meist werden diese Anlagen wärmegeführt gefahren, wobei Differenzen bei Stromerzeugung und –bedarf durch das öffentliche Netz ausgeglichen werden. Zwar lassen sich die Einsatzmöglichkeiten von Gegendruck-KWK-Anlagen mit Hilfe von Notkühl-einrichtungen oder mit Wärmespeichern auch erhöhen, denn durch solche zusätzlichen Wärmesenken kann eine relative zeitliche Entkopplung der Strom- und Wärme-erzeugung erreicht werden. Gleichwohl verändert diese Maßnahme die mengenmäßige Entkopplung von Wärme und Strom auf der Erzeugungsseite nicht. Sie hat jedoch einen zusätzlichen apparativen Aufwand und infolgedessen auch zusätzliche Kosten zur Folge.

KWK-Gegendruckdampfturbinen werden vor allem bei größeren Industriebetrieben und im Bereich der kommunalen Fernwärmeversorgung eingesetzt. Ihr Vorteil liegt in der vergleichsweise hohen Brennstoffausnutzung. Ein Nachteil ist, daß der elektrische Wirkungsgrad von Gegendruck-Dampfturbinen im einstelligen Megawatt-Bereich, der ihre untere sinnvolle Einsatzgrenze bestimmt, mit 10 bis 15 % sehr gering

ist. Erst ab einer elektrischen Leistung von 10 bis 15 MW werden Wirkungsgrade von rund 20 % erreicht /Gailfuß 2000/.

Um ein mengenmäßig in weiten Grenzen flexibles Strom- und Wärmeerzeugungsverhältnis zu erhalten, sind Komponenten der getrennten Strom- und Wärmeerzeugung in die KWK-Anlage zu integrieren. Eine Steigerung der elektrischen Leistung ist demzufolge durch die Ausstattung der Turbine mit einem Kondensationsteil, eine Steigerung der Wärmeabgabe durch die Auskopplung von reduziertem Frischdampf möglich. Diese Entnahme-Kondensationsturbintentechnik ist dann besonders effizient, wenn Dampf auf hohem Druck- und Temperaturniveau erzeugt, anschließend zur Gewinnung von mechanischer und schließlich elektrischer Energie auf das Niveau entspannt wird, bei dem die Kondensationswärme gerade die zur Wärmeversorgung ausreichende Temperatur enthält.

Aus wirtschaftlichen Überlegungen wird in vielen KWK-Anwendungen häufig nur die Wärmegrundlast in gekoppelter Erzeugung abgedeckt, während die Spitzenlast durch Zusatzheizkessel erzeugt wird. Dies ist exergetisch ungünstig, da nur ein kleiner Teil des Brennstoffes in Arbeitsfähigkeit umgewandelt wird. Durch Entnahme-Kondensations-Heizkraftwerke, in denen Strom im Kondensationsteil sowie gleichzeitig Strom und Wärme im Gegendruckteil der Turbinen erzeugt werden, kann ein exergetisch günstigerer Umwandlungsprozeß realisiert werden. Der Dampfprozeß läßt sich dabei so gestalten, daß Dampf auf verschiedenen Druckniveaus kondensiert und die Stromeinbuße demzufolge gering ist. Der Wärmebedarf läßt sich in Entnahme-Kondensations-Heizkraftwerken durch Variation der Leistungsanteile des Gegendruck- und Kondensationsprozesses verschieben.

Aufgrund der kleineren Massenströme im Kondensationsteil von Entnahme-Kondensations-Heizkraftwerken sind solche Anlagen kleiner gebaut, kostengünstiger und benötigen weniger Kühlwasser im Leerlauf als reine Kondensationskraftwerke, in denen der gesamte Massenstrom dem Kondensator und Kühlsystem zugeführt werden muß.

Als Fallbeispiel kann das 1993 in Betrieb genommene Heizkraftwerk Tiefstack der Hamburgischen Electricitäts-Werke AG genannt werden /HEW 1998/. Um das Heizkraftwerk, flexibel auf Strom- und Wärmebedarf abgestimmt, einsetzen zu können, sind Überstromleitungen zwischen Mittel- und Niederdruckteil mit Drosselklappen ausgestattet. Bei maximaler Heizleistung wird fast der gesamte Dampf aus der Mitteldruckturbine den Heizkondensatoren zugeführt. Die Anlage fährt im Gegendruckbetrieb. Bei vermindertem Heizwärmebedarf wird ein Teil des Dampfes im Niederdruckteil der Turbine zur Steigerung der elektrischen Leistung weiter entspannt. Auf diese Weise kann je nach Bedarf von Strom und Wärme jeder Betriebspunkt abgefahren werden. Tabelle 1–11 gibt die Betriebspunkte, für die das Heizkraftwerk Tiefstack ausgelegt ist, wieder. Abbildung 1–11 zeigt das zugehörige Wärmeschaltbild der Anlage und Tabelle 1–12 die technischen Daten /AGFW 2000/.

Das Heizkraftwerk Tiefstack arbeitet mit zwei steinkohlebefeuerten Dampferzeugern mit einer Leistung von je 306 t Dampf pro Stunde ($T_{FD} = 540 \text{ °C}$, $p_{FD} = 186 \text{ bar}$). Mit einer Temperatur von 535 °C und einem Druck von 180 bar tritt der Dampf in den Hochdruckteil der Turbine ein. Nach Verlassen des Hochdruckteils wird der Dampf bei einem Druck von 35 bar wieder dem Dampferzeuger zugeführt und auf eine Temperatur von 540 °C zwischenüberhitzt. Während Hoch- und Mitteldruckteil einflutend sind, ist der Niederdruckteil doppelflutig ausgeführt. Zur Kondensation des Dampfes wird Elbwasser verwendet, so daß der Kondensatordruck bei 0,05 bar und die Abdampftemperatur bei 28 °C liegt /HEW 1998/.

| Betriebspunkt | Wärmeleistung (MW _{th}) | Elektrische Leistung (MW _{el}) |
|--|--------------------------------------|---|
| Entnahme-Kondensationsbetrieb | 290 | 162 |
| Heizumleitbetrieb (Umgehung der Turbine) | 450 | 0 |
| Kondensationsbetrieb | 0 | 177 |

Tabelle 1–11: Betriebspunkte des Entnahme-Kondensations-Heizkraftwerks
Tiefstack /AGFW 2000/

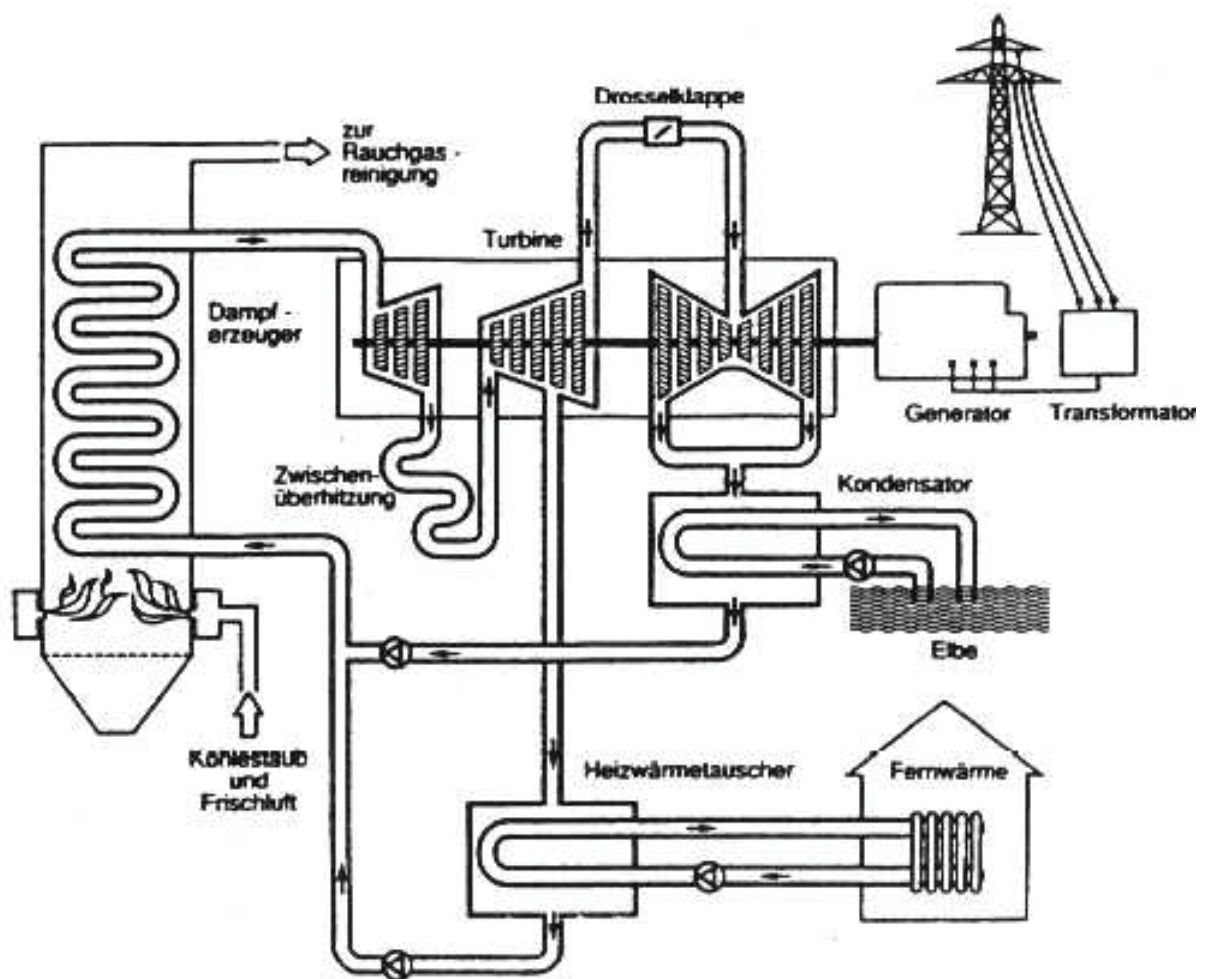


Abbildung 1–11: Wärmeschaltbild des Entnahme-Kondensations-Heizkraftwerks
Tiefstack /HEW 1998/

| | |
|---|--|
| <u>Dampferzeuger</u> | |
| Hersteller | Steinmüller |
| Dampferzeugerleistung | 306 t/h |
| Dampfdruck | 186 bar |
| Dampftemperatur | 540 °C |
| Zwischenüberhitzung | einfach |
| Zwischenüberhitzertertemperatur | 540 °C |
| Zwischenüberhitzerdruck | 35 bar |
| Brennstoff | Steinkohle |
| Brennstoffverbrauch | 32 t/h |
| Dampferzeugerwirkungsgrad | 93 % |
| <u>Turbine</u> | |
| Hersteller | MAN |
| Leistung (im Kondensationsbetrieb, brutto) | 177 MW _{el} |
| Bauart | dreiehäusig axial Entnahme-Kondensation |
| <u>Kühlsystem</u> | |
| Bauart | Flußkühlung |
| Kondensationsdruck | 0,05 bar |
| Abdampftemperatur | 28 °C |
| <u>Gesamtanlage</u> | |
| Wirkungsgrad im Kondensationsbetrieb | ca. 38 % |
| Brennstoffnutzungsgrad im Gegendruckbetrieb | ca. 87 % |

Tabelle 1–12: Technische Daten des Entnahme-Kondensations-Heizkraftwerkes
Tiefstack /HEW 1998/

Die spezifischen Investitionskosten von Heizkraftwerken nehmen bei kleiner werdenden Leistungen deutlich zu, wie aus Abbildung 1–12 ersichtlich ist. Dabei sind wegen der leichteren Handhabbarkeit des Brennstoffs und der einfacheren Rauchgasreinigung erdgasgefeuerte Heizkraftwerke sehr viel kostengünstiger als kohlegefeuere Anlagen. Aus diesem Grund wird bei Heizkraftwerken mit kleinen Leistungen auch immer häufiger Erdgas als Brennstoff gewählt. Allerdings wird bei Einheiten mit Wärmeleistungen von 20 bis 50 MW oft auch Kohlenstaub als Brennstoff eingesetzt.

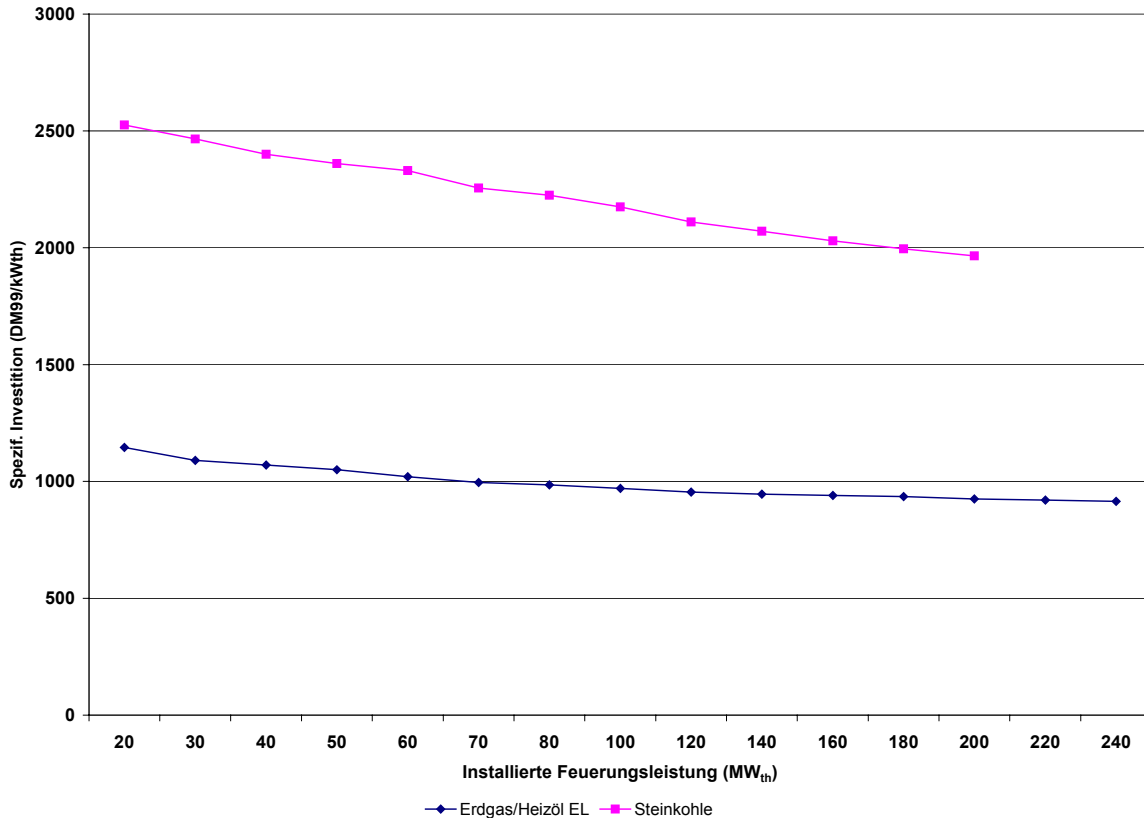


Abbildung 1–12: Spezifische Investitionen von Dampfturbinen-Heizkraftwerken (Entnahme-Kondensationskraftwerken) /ewu 1999/

Wärmeauskopplung aus Kondensationskraftwerken

Kondensationskraftwerke werden vorrangig für die Stromerzeugung errichtet. Brennstoffe sind hauptsächlich Steinkohle, Braunkohle und Erdgas in den fossilen Kraftwerken sowie angereichertes Uran in den Kernkraftwerken. Die Wirkungsgrade von neuen Anlagen liegen bei 58 % für Erdgas-GuD-, 46 % für Steinkohle-, 45,2 % für Braunkohle- und 36 % für Kernkraftwerke der jeweils modernsten Bauart (siehe auch Tabelle 1–8). Wenn aus solchen Kraftwerken Wärme für die Einspeisung in ein Fernwärmesystem entnommen wird, handelt es sich um Kondensationskraftwerke (Ohnehin-Kraftwerke) mit Wärmeauskopplung. Im Vergleich zu Gegendruckturbinen ist in Kondensationskraftwerken mit Wärmeauskopplung durch Entnahme- bzw. Anzapf-Kondensationsturbinen eine sehr flexible Fahrweise mit unterschiedlichen, dem jeweiligen Bedarf angepaßten Wärmemengenentnahmen möglich. Ein Fallbeispiel für ein modernes Kondensationskraftwerk mit Wärmeauskopplung ist das jüngste in Betrieb gesetzte Braunkohle-Kraftwerk Deutschlands, Kraftwerk Lippendorf. Die technischen Daten des als Doppelblockanlage errichteten Kraftwerks gibt Tabelle 1–13 wieder.

| | |
|---|--------------------------|
| <u>Leistung</u> | |
| elektrische Leistung (brutto) | 2 x 933 MW |
| thermische Leistung (FW) | 230 MJ/s |
| <u>Dampfturbine</u> | |
| Frischdampfdruck | 260 bar |
| Frischdampf Temperatur | 550 °C |
| Zwischenüberhitzer-Druck | 50 bar |
| Zwischenüberhitzer-Temperatur | 580 °C |
| Kondensationsdruck | 0.038 bar |
| <u>Kühlverfahren</u> | |
| Kühlturm | Naturzug-Naßkühlturm |
| Kühlwassereintritt | 16,4 °C |
| Kühlwasseraustritt | 27 °C |
| <u>Umweltschutzmaßnahmen</u> | |
| Entstickung | Primärmaßnahmen |
| Entschwefelung | Kalk-Naßwäsche |
| Entstaubung | Elektrofilter |
| <u>Emissionen</u> | |
| Stickoxide (NO _x) | < 200 mg/m _{RG} |
| Schwefeldioxid (SO ₂) | 5 % |
| Staub | 1 % |
| Netto-Wirkungsgrad (elektrisch) | ca. 42 % |
| Brennstoffnutzungsgrad bei Fernwärmeauskopplung | ca. 46 % |

Tabelle 1–13: Technische Daten des Braunkohle-Kondensationskraftwerkes mit Wärmeauskopplung Lippendorf /VEAG 1995/

Die Auskopplung von Fernwärme aus dem Kraftwerksprozeß hat eine Minderung der elektrischen Arbeit gegenüber dem reinen Kondensationsbetrieb zur Folge. Die Stromeinbuße hängt von der ausgekoppelten Fernwärmemenge, den verwendeten Temperaturniveaus (Vor- und Rücklauftemperaturen) sowie der Anzahl und Bauart der Entnahmestellen ab. Typische Stromverlustkennziffern, ausgedrückt als Veränderung der elektrischen Arbeit je abgegebener Wärmemenge, liegen zwischen 0,10 und 0,21 kWh_{el}/kWh_{th} /AGFW 2000/.

Als Folge der Wärmeauskopplung aus Heizkraftwerken entsteht bei den Investitionen ein Mehraufwand gegenüber reinen Kondensationsprozessen, der vor allem aus folgenden Punkten herrührt:

- Änderungen am Turbinenkonzept (z. B. Modifikationen bei Stufenzahl, Beschau- felung und Anzapföffnungen, Übergang zur Mehrflutigkeit, Verstärkung der Axial- lager); derartige Maßnahmen können zu einer Erhöhung der Turbinenkosten im Bereich von 5 bis 15 % führen.
- Anlagenmehraufwand für Drosselklappen, Heizkondensatoren, zusätzliche Leitun- gen und Pumpen,
- zusätzliche heizwasserseitige Installationen,
- zusätzliche Leit- und Regeltechnik und elektrische Installationen und
- zusätzlicher Bauaufwand aufgrund des größeren Platzbedarfs.

KWK auf Dampfturbinenbasis im Vergleich mit einer sich entwickelnden Kon- densationskraftwerkstechnik

Wie bereits ausgeführt wurde, stehen die Dampfparameter Druck und Temperatur mit dem Carnot- und folglich dem realen Kraftwerkswirkungsgrad, aber auch mit der elektrischen Einheitsleistung in einem funktionalen Zusammenhang. Der elektrische Wirkungsgrad weist daher eine starke Leistungsabhängigkeit auf. Die Fortschritte bei der Steigerung der elektrischen Wirkungsgrade von Kondensationskraftwerken durch Erhöhung der Frischdampfparameter können demnach nicht auf DT-Heizkraftwerke (keine GuD-Anlagen) übertragen werden, da der Wärmebedarf maßgebend für die installierte thermische Leistung ist und diese (außer bei Entnahme-Kondensations- kraftwerken) in direktem Zusammenhang mit der elektrischen Leistung steht (siehe Abbildung 1–13).

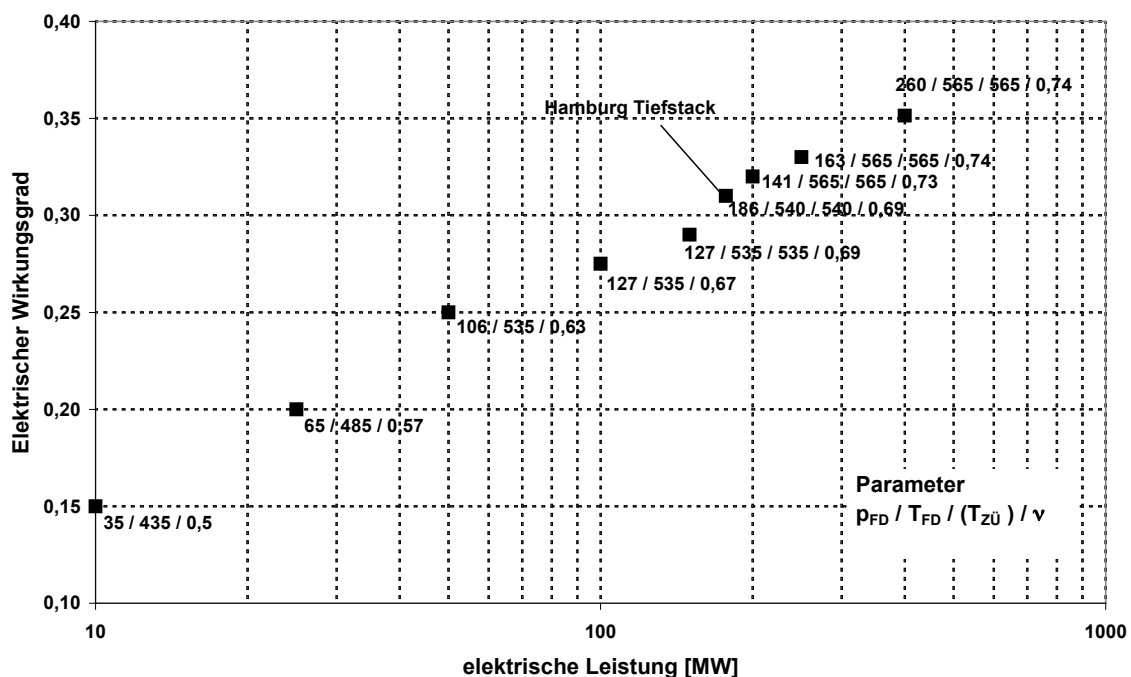


Abbildung 1–13: Elektrischer Wirkungsgrad von Dampfturbinen-HKW als Funktion der elektrischen Leistung

Vergleichende Bewertungen von Energieversorgungsszenarien mit und ohne Kraft-Wärme-Kopplung, die einen Zeitraum bis 2020 berücksichtigen, müssen die Fortschritte bei der Kraftwerkstechnik innerhalb des betrachteten Zeithorizonts einbeziehen. Hinsichtlich der Kraftwerkstechnologie auf der Basis von Dampfturbinen kleiner und mittlerer Leistungen darf eine vergleichbare Effizienzsteigerung nicht erwartet werden, da u. a. die thermodynamischen Voraussetzungen dafür nicht gewährleistet werden können.

Von folgenden Faktoren wird ein direkter oder indirekter Einfluß auf die Effizienz der Kraft-Wärme-Kopplung relativ zur ungekoppelten Energieerzeugung mit Dampfturbinen und konventionellen Heizkesseln erwartet:

- a) Kohle und Kernenergie werden auch in Zukunft bei der ungekoppelten Stromerzeugung im Grundlastbereich dominieren → ein Vergleich der Dampfturbinentechnologien bleibt relevant.
- b) Steigerung des elektrischen Wirkungsgrades von Kondensationskraftwerken durch höhere Dampfparameter stehen im Zusammenhang mit größeren Einheitsleistungen.
- c) Bei der Entwicklung der Dampfturbinentechnologie kleiner/mittlerer Leistung wird von einer Stagnation ausgegangen.
- d) Rückläufiger Bedarf an Raumheizwärme zieht kleinere thermische und damit verbunden kleinere elektrische Leistungen nach sich → dieser Trend führt beim Einsatz von Dampfturbinen zu verminderten elektrischen Wirkungsgraden.

Der Brennstoffaufwand zur Realisierung einer Versorgungsaufgabe in Kraft-Wärme-Kopplung im Verhältnis zum Brennstoffaufwand der ungekoppelten Energieerzeugung ist folglich eine zeitlich veränderliche Größe.

$$\frac{B_{KWK}}{B_{sep}}(t) = \frac{B_{KWK} + B_{SpHK}}{B_{KW}(t) + B_{HK}} = \frac{\frac{1}{\zeta_{ges}} \cdot (\sigma + 1) + \frac{1}{\zeta_{SpHK}} \cdot \left(\frac{1-\beta}{\beta}\right)}{\frac{\zeta_{HN}}{\zeta_{HK}} \cdot \frac{1}{\beta} + \frac{\sigma}{\zeta_{el}(t)}} \quad \text{Gleichung 1-13}$$

In einem primärenergetischen Vergleich wurden folgende Parameter verwendet:

Kraft-Wärme-Kopplung

| | | | |
|---------------------------|----------------|------|---|
| elektrische Leistung | P_{el} | [MW] | 10 / 25 / 50 / 100 / 200 / 400 |
| elektrischer Nutzungsgrad | ζ_{el} | [-] | 0,14 / 0,20 / 0,24 / 0,28 / 0,32 / 0,35 |
| Gesamtnutzungsgrad | ζ_{ges} | [-] | 0,90 |
| Spitzenkesselnutzungsgrad | ζ_{SpHK} | [-] | 0,90 |
| Heiznetznutzungsgrad | ζ_{HN} | [-] | 0,90 |
| Deckungsgrad | β | [-] | 0,85 |

Ungekoppelte Energieerzeugung

| | | | |
|---------------------------|--------------|-----|---------------------------|
| HK-Nutzungsgrad | ζ_{HK} | [-] | 0,95 |
| elektrischer Nutzungsgrad | ζ_{el} | [-] | 0,45 (2000) → 0,51 (2020) |

(Dem Kraftwerkswirkungsgrad wurde eine lineare Entwicklung, ausgehend von 45 % im Jahr 2000 (BoA-Konzept), ansteigend auf 51 % im Jahr 2020 (700 °C-KW) unterstellt.)

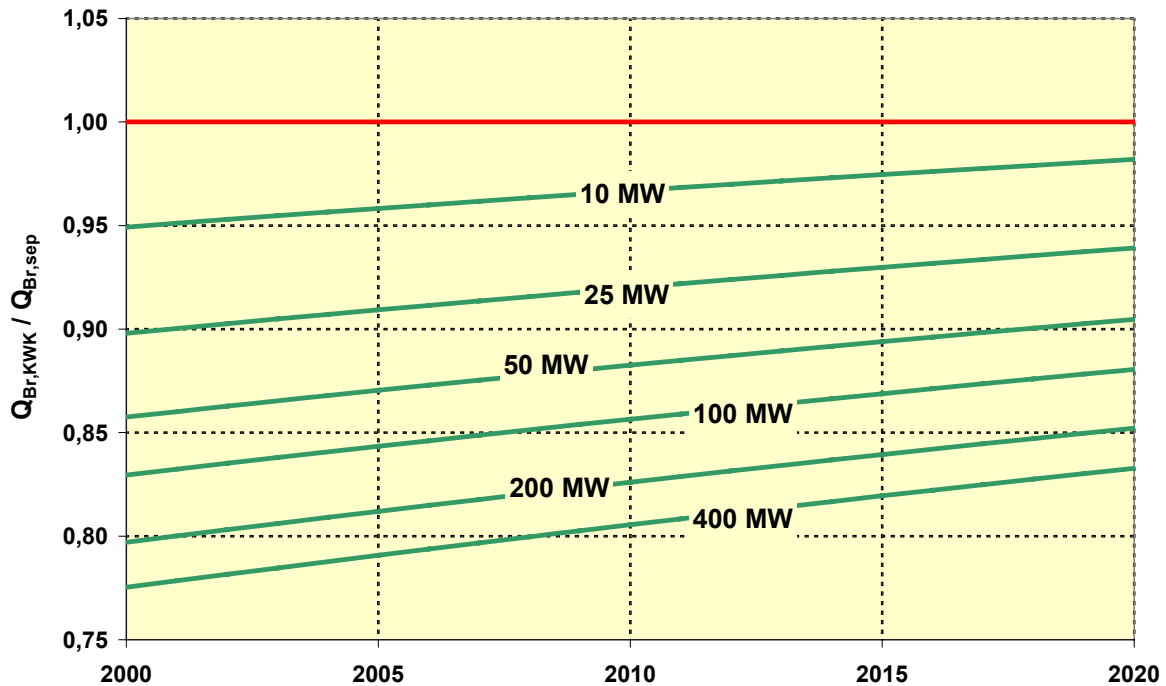


Abbildung 1–14: Brennstoffaufwand der Kraft-Wärme-Kopplung im Verhältnis zum Brennstoffaufwand der ungekoppelten Energieerzeugung

Sowohl das BoA-Konzept (Niederaußem) als auch das 700 °C-Kraftwerk sind an langfristige und kostenintensive Entwicklungsarbeiten gebunden und nehmen zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme absolute Ausnahmestellungen ein. Trotz dieser bemerkenswerten Weiterentwicklung des Kraftwerkswirkungsgrades von 45 auf 51 %, die dem Primärenergievergleich in Abbildung 1–14 unterstellt wurde, bleiben die Dampfturbinen-KWK-Anlagen gegenüber der ungekoppelten Erzeugung energetisch vorteilhaft. Den Dampfturbinen-KWK-Anlagen wurde dabei keine Entwicklung zu höheren elektrischen Wirkungsgraden zugesprochen. Erwartungsgemäß stellen sich zwei Effekte ein. Der energetische Vorteil fällt mit der elektrischen Einheitsleistung aufgrund des mit der Leistung sinkenden elektrischen Wirkungsgrades. Außerdem führt die Effizienzsteigerung der Kondensationskraftwerke zu einer Verminderung des energetischen Vorteils der KWK-Anlagen. Trotz der enormen Entwicklungsleistung des 700 °C-Kraftwerkes ist die ungekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme bei moderaten Wärmeerzeugungs- und -verteilungsverlusten nicht in der Lage, den energetischen Vorteil der KWK vollständig zu egalisieren. Der energetische Vorteil schrumpft jedoch im Leistungsbereich bis 10 MW_{el} auf wenige Prozentpunkte zusammen. In diesem Zusammenhang sei jedoch darauf verwiesen, daß für den Leistungsbereich bis 10 MW_{el} hocheffektive Technologien auf Erdgasbasis zur Verfügung stehen, auf die an anderer Stelle detaillierter eingegangen wird.

Wie gestaltet sich das Verhältnis der Primärenergieaufwendungen der gekoppelten zur ungekoppelten Energieerzeugung, wenn auch den Dampfturbinen-Heizkraftwerken eine den Kondensationskraftwerken äquivalente Effizienzsteigerung unterstellt wird?

Als DT-Heizkraftwerke mit über der Zeit steigenden elektrischen Wirkungsgraden können beispielsweise Entnahme-Kondensations- oder Ohnehin-Kraftwerke mit Wär-

meauskopplung verstanden werden. Moderne Dampferzeuger- und –turbinentechnologie zur Bereitstellung hoher Dampfparameter gewährleisten hohe elektrische und Gesamtwirkungsgrade. Durch die Auskopplung von Heizwärme entsteht gegenüber der reinen Kondensationsfahrweise ein Verlust an elektrischer Leistung, so daß auch der elektrische Wirkungsgrad sinkt, der Gesamtnutzungsgrad dafür steigt. Das Verhältnis von Stromverlust zu ausgekoppelter Heizwärme wird mit der Stromverlustkennziffer beschrieben:

$$s = \frac{\Delta W}{Q_H} \quad \text{Gleichung 1-14}$$

Sie nimmt typischerweise Werte zwischen 0,1 und 0,3 (0,4) an. Wie wirkt sich nun die Entwicklung der Kondensationskraftwerke zu höheren elektrischen Wirkungsgraden auf die Effizienz der Kraft-Wärme-Kopplung aus, wenn diese mit Entnahme-Kondensations- oder Ohnehin-Kraftwerken realisiert wird?

Das Verhältnis der Brennstoffaufwände mit und ohne Wärmeauskopplung gestaltet sich wie folgt:

$$\frac{B_{KWK}}{B_{sep}} = \frac{\frac{1}{\zeta_{DE}} \cdot \left(\frac{\zeta_{el} - \zeta_{DE} \cdot s}{\zeta_{DE} - \zeta_{el}} + 1 \right) + \frac{1}{\zeta_{SpHK}} \cdot \left(\frac{1 - \beta}{\beta} \right)}{\frac{1}{\zeta_{el}} \cdot \left(\frac{\zeta_{el} - \zeta_{DE} \cdot s}{\zeta_{DE} - \zeta_{el}} \right) + \frac{\zeta_{HN}}{\zeta_{HK}} \cdot \frac{1}{\beta}} \quad \text{Gleichung 1-15}$$

In einem primärenergetischen Vergleich wurden folgende Parameter verwendet:

Kraft-Wärme-Kopplung

| | | | |
|---------------------------|----------------|-------|---------------------------|
| el. Nutzungsgrad (Kond.) | ζ_{el} | [-] | 0,45 (2000) → 0,51 (2020) |
| Stromverlustkennzahl | s | [-] | 0,10 / 0,15 / 0,20 / 0,25 |
| Spitzenkesselnutzungsgrad | ζ_{SpHK} | [-] | 0,90 |
| Heiznetznutzungsgrad | ζ_{HN} | [-] | 0,90 |
| Deckungsgrad | β | [-] | 0,85 |

Ungekoppelte Energieerzeugung

| | | | |
|---------------------------|--------------|-------|---------------------------|
| HK-Nutzungsgrad | ζ_{HK} | [-] | 0,95 |
| elektrischer Nutzungsgrad | ζ_{el} | [-] | 0,45 (2000) → 0,51 (2020) |

(Dem Kraftwerkswirkungsgrad wurde eine lineare Entwicklung, ausgehend von 45 % im Jahr 2000 (BoA), ansteigend auf 51 % im Jahr 2020 (700 °C-KW) unterstellt.)

In Abbildung 1–15 wird deutlich, daß der Vorteil der Kraft-Wärme-Kopplung um so größer ist, je weniger Stromverlust bei der Wärmeauskopplung auftritt. Die Verbesserung der Kraftwerkswirkungsgrade wirkt sich auf die Effizienz der gekoppelten Energieerzeugung tendenziell unterschiedlich aus. Während bei großen Stromverlusten (s = 0,25) Effizienz und somit Brennstoffeinsparungen mit steigendem KW-Wirkungsgrad kaum Veränderungen aufweisen, nehmen sie bei kleinen Stromverlusten (s = 0,10) ab. Jedoch sind diese Veränderungen so gering, daß von einer verhältnismäßig konstanten Effizienz ausgegangen werden kann.

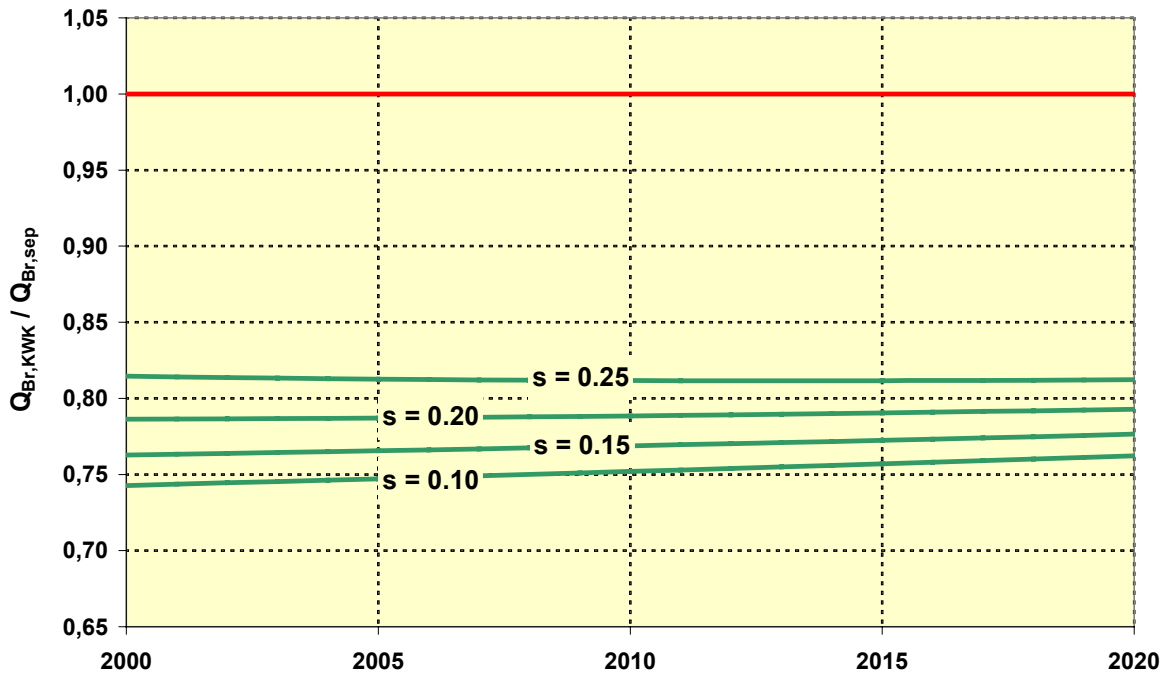


Abbildung 1–15: Brennstoffaufwand bei Wärmeauskopplung aus Kraftwerken im Verhältnis zum Brennstoffaufwand der ungekoppelten Energieerzeugung

1.3.2 Gasturbinen/Verbrennungsmotoren – Energietechnik auf Erdgasbasis

1.3.2.1 Gasturbinentechnik

Die Gasturbine wird erst seit 1940 kommerziell eingesetzt, hat jedoch aufgrund ihrer einfachen und sehr kostengünstigen Bauweise sehr rasch einen wesentlichen Marktanteil erobern können. Es wurden sowohl Einwellen- als auch Zweiwellenanlagen mit bzw. ohne Zwischenkühlung und Luftvorwärmung gebaut. Eines der führenden Entwicklungsunternehmen für die Gasturbinentechnik war die Firma BBC. Tabelle 1-14 zeigt einige Kenndaten der ersten Gasturbinen der Firma BBC.

In der Zeit nach 1950 kamen immer mehr Gasturbinenhersteller in den Markt. Leistungen, Turbineneintrittstemperatur, Druckverhältnis und Wirkungsgrad der Anlagen konnten durch technische Entwicklungsfortschritte bedeutend gesteigert werden. Durchgesetzt hat sich die Einwellenanlage mit Luftvorwärmer. Die historische Entwicklung der wichtigsten Kenndaten einwelliger Gasturbinen ist Tabelle 1–15 zu entnehmen. Heutzutage wird die Gasturbine vielfach kombiniert mit Dampfturbinen in Kraftwerken eingesetzt.

| Jahr | Standort | Klemmenleistung (MW) | Eintrittstemperatur (C) | Klemmenwirkungsgrad (%) | Wellenzahl (1) | Luftvorwärmung |
|---------|-----------------------|----------------------|-------------------------|-------------------------|----------------|----------------|
| 1940 | Neuenburg/Schweiz | 4,0 | 552 | 17,4 | 1 | nein |
| 1948 | Beznau I/Schweiz | 13,0 | 649/553 | 30,1 | 2 | ja |
| 1949 | Beznau II/Schweiz | 29,2 | 650/600 | 28,0 | 2 | ja |
| 1949 | Chimbote/Peru | 4,2 | 554 | 19,5 | 1 | nein |
| 1949 | Pertigalete/Venezuela | 2*1,6 | 590 | 21 | 1 | ja |
| 1950 | Alexandria/Ägypten | 1,2 | 600 | 22,9 | 1 | ja |
| 1951 | Dudelange/Luxemburg | 5,4 | 575 | 21,5 | 1 | ja |
| 1951 | Filaret/Rumänien | 12,6 | 564/563 | 24,0 | 2 | nein |
| 1953 | Pertigalete/Venezuela | 5,4 | 616 | 17,8 | 1 | nein |
| 1954/56 | Dharan/Saudi Arabien | 5*6,1 | 642 | 18,76 | 1 | nein |
| 1954 | Vermilion/Kanada | 8 | 585 | 21 | 1 | nein |
| 1955/56 | Tembi/Iran | 2*4,4 | 600 | ? | 1 | nein |
| 1955 | Mexiko (fahrbar) | 6,1 | 632 | 19,0 | 1 | nein |
| 1956 | Mexiko (fahrbar) | 6,3 | 640 | 19,3 | 1 | nein |
| 1956 | Mexiko (fahrbar) | 6,2 | 620 | 19,1 | 1 | nein |
| 1955/57 | Jeddah/Saudi Arabien | 3*5,0 | 650 | 17,0 | 1 | nein |
| 1955/56 | Livorno/Italien | 2*25 | 608/608 | 25,5 | 2 | nein |
| 1957 | Rom/Italien | 25 | 608/608 | 25,2 | 2 | nein |

Tabelle 1–14: Einige Kenndaten der ersten Gasturbinen der Firma BBC /Bohn 1992/

| Jahr | Leistung (MW) | Turbineneintrittstemperatur (°C) | Druckverhältnis (-) | Klemmenwirkungsgrad (%) |
|------|---------------|----------------------------------|---------------------|-------------------------|
| 1940 | 4 | 550 | 4,4 | 18 |
| 1960 | 16 | 760 | 6 | 25 |
| 1975 | 100 | 930 | 10 | 30 |
| 1990 | 200 | 1.100 | 15 | 36 |

Tabelle 1–15: Historische Entwicklung der Kenndaten einwelliger Gasturbinen ohne Luftvorwärmer /Bohn 1992/

Der Wirkungsgrad der Gasturbine wird im theoretischen Prozeßverlauf ausschließlich vom Druckverhältnis bestimmt. Im realen Prozeß ist der Einfluß der Turbineneintrittstemperatur ebenfalls von Bedeutung. Analog zu Dampfkraftwerken haben sich auch hier große Veränderungen der Prozeßparameter vollzogen. Um bei den ersten Gas-

turbinen zur Stromerzeugung mit Eintrittstemperaturen von 700 °C Wirkungsgrade von 30 % zu erzielen, wurden aufwendige Mehrwellenanlagen mit Zwischenkühlung, Zwischenerhitzung und Regeneration gebaut. Durch die folgende Verbilligung der Brennstoffe ging der Trend zu einfach gebauten Gasturbinen, so daß seitdem für stationäre Zwecke entwickelte Gasturbinen vorwiegend als Einwellenanlagen errichtet werden. Eine Ausnahme bilden von Strahltriebwerken abgeleitete Turbinen (Aeroderivate), die entsprechend leicht gebaut sind und häufig aus einer in einem Gehäuse angeordneten Zweiwellenanlage bestehen.

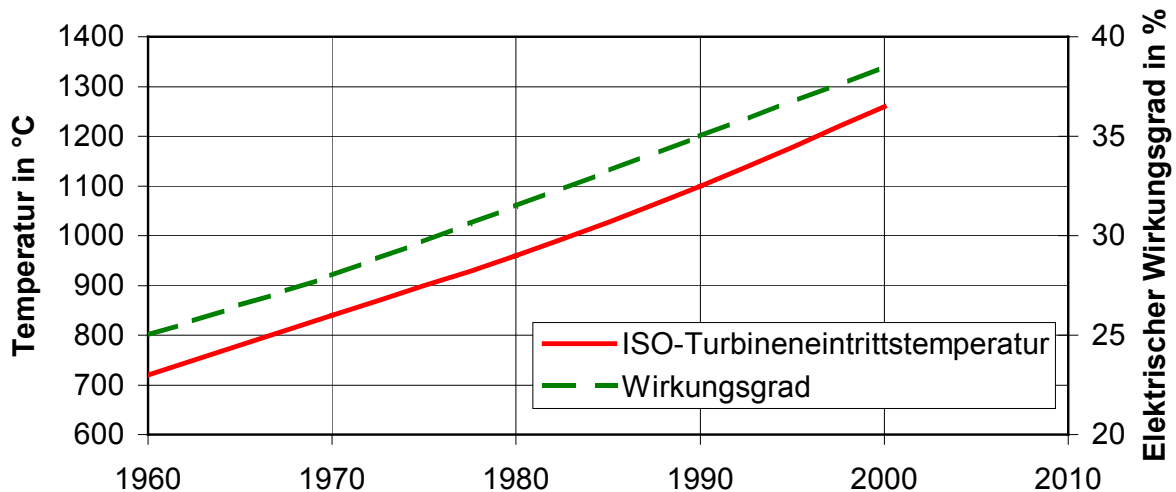


Abbildung 1–16: Elektrischer Wirkungsgrad und ISO-Turbineneintrittstemperatur von Gasturbinen

In Abbildung 1–16 ist die Entwicklung des Wirkungsgrades und der ISO-Turbineneintrittstemperatur seit 1960 dargestellt. Wirkliche Eintrittstemperaturen liegen zum Teil über 1.500 °C. Es wird eingeschätzt, daß sich aufgrund des Standes die Entwicklung von zuverlässigen Gasturbinen mit noch höheren Parametern in Zukunft in kleineren Schritten vollziehen wird. Die typischen Druckverhältnisse liegen bei großen Gasturbinen im Bereich von 13 ... 30. Ein Nachteil der Gasturbinen ist ihr schlechter Teillastwirkungsgrad. Weiterhin haben die Umgebungsbedingungen einen deutlichen Einfluß auf Leistung und Wirkungsgrad.

Während im mittleren und großen Leistungsbereich hohe Wirkungsgrade erzielt werden, sinken sie bei kleinen Gasturbinen zum Teil drastisch ab. Zwei Trendlinien symbolisieren in Abbildung 1–17 die erreichbaren Wirkungsgrade mit älterer sowie mit modernster Technik und kennzeichnen den Arbeitsbereich der angebotenen Gasturbinen.

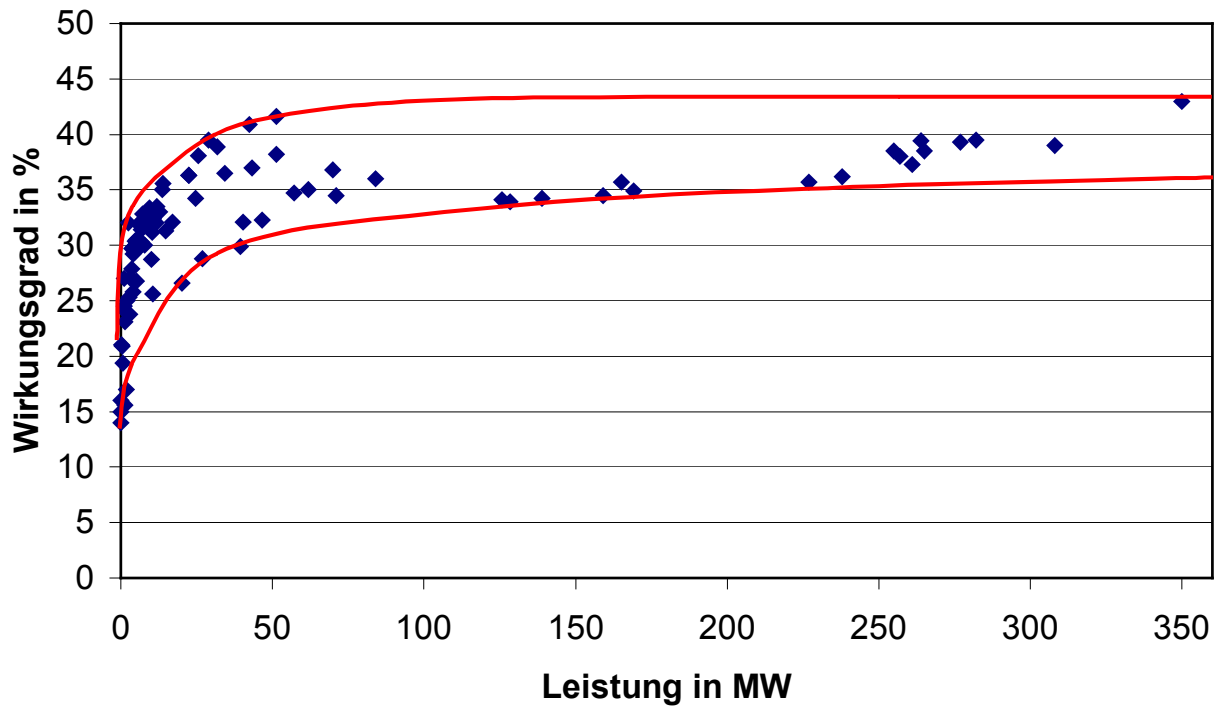


Abbildung 1–17: Wirkungsgrade von Gasturbinen über der elektrischen Leistung

Gasturbinen-Kraftwerke werden heutzutage überwiegend im reinen Spitzenlastbetrieb eingesetzt. Dies liegt in ihren im Vergleich zu anderen fossilen Kraftwerken hohen variablen Betriebskosten begründet, die sich aus dem hohen Brennstoffverbrauch und den spezifischen Brennstoffkosten ergeben. Tabelle 1–16 zeigt typische Investitionskosten von mit Erdgas gefeuerten Gasturbinen-Blöcken an. Typische elektrische Nettowirkungsgrade solcher Anlagen im Bereich kleiner Block-Leistungseinheiten sind 30 bis 32 %. Große Gasturbineanlagen (60 MW_{el}) erreichen elektrische Nettowirkungsgrade zwischen 36 und 38 %.

| Leistung (MW _{el}) | Investitionen (TDM) | Spezifische Investitions- kosten (DM/kW _{el}) |
|---------------------------------|------------------------|---|
| 0,5 | 787 | 1.574 |
| 0,5 | 788 | 1.576 |
| 1,0 | 1.000 | 1.000 |
| 1,5 | 1.500 | 1.000 |
| 2,0 | 1.500 | 750 |
| 3,5 | 3.000 | 857 |
| 5,0 | 5.000 | 1.000 |
| 5,5 | 5.000 | 909 |
| 8,0 | 7.000 | 875 |
| 10,0 | 8.500 | 850 |

¹ Kompaktmodule, bestehend aus Turbine, Generator, Kupplung, Drehstrom-Synchrongenerator, Treibstoffeinrichtung (Druckregelung), Schmierölversorgungsanlage, Grundrahmen, Steuerschränken, Turbinenisolierung, Montage, Inbetriebnahme

Tabelle 1–16: Investitionen¹ von Gasturbinen-Blöcken (Inbetriebnahmezeitpunkt 2001) /ewu 1999/

Regeneration

Eine Verbesserung des Wirkungsgrades ist durch Regeneration möglich. Dabei wird ein Teil der Wärme des Gasturbinenabgases auf die verdichtete Luft übertragen und eine entsprechende Brennstoffmenge eingespart. Das ist jedoch nur möglich, wenn die Gasturbinenaustrittstemperatur deutlich über der Verdichteraustrittstemperatur liegt. Diese Bedingung ist im Bereich der realisierbaren Turbineneintrittstemperaturen nur bei relativ niedrigen Druckverhältnissen erfüllt. Die für eine Wärmeauskopplung zur Verfügung stehende Rauchgasenergie sinkt entsprechend ab.

Mikroturbinen im Leistungsbereich von 30 ... 500 kW arbeiten mit Druckverhältnissen zwischen 3 und 4. Die Wirkungsgrade des Grundprozesses betragen 14 ... 22 %. Diese werden durch Regeneration auf 22 ... 30 % erhöht. Die Abgastemperaturen liegen auch nach der Regeneration bei über 270 °C, so daß eine Wärmenutzung angeschlossen werden kann. Wird mehr Wärme benötigt, sinkt der Regenerationsgrad und damit der elektrische Wirkungsgrad der Gasturbine. Für die Fernwärmeversorgung ist diese Technik aufgrund der geringen Leistung nicht interessant.

Zwischenerhitzung

Die Zwischenerhitzung trägt im realen Prozeß zu einer geringfügigen Wirkungsgradsteigerung bei. Wesentlich sind die Steigerung der Leistungsdichte einer Turbine und die deutliche Erhöhung der Abgastemperatur. Dadurch ist sie für die Nachschaltung eines Dampfprozesses prädestiniert. Die einzige, derzeit angebotene Anlage ist die Gasturbine ABB GT 24/26 mit einer elektrischen Leistung von 265 MW und einer Austrittstemperatur von 640 °C.

Gasturbinen mit Abhitzekeessel

Gasturbinen mit Abhitzekeessel stellen die einfachste Form der Kraft-Wärme-Kopplung mit Gasturbinen dar. Der elektrische Wirkungsgrad entspricht etwa dem der Gasturbine, wobei geringe Einbußen durch den Druckverlust des Rauchgases im Kessel zu verzeichnen sind.

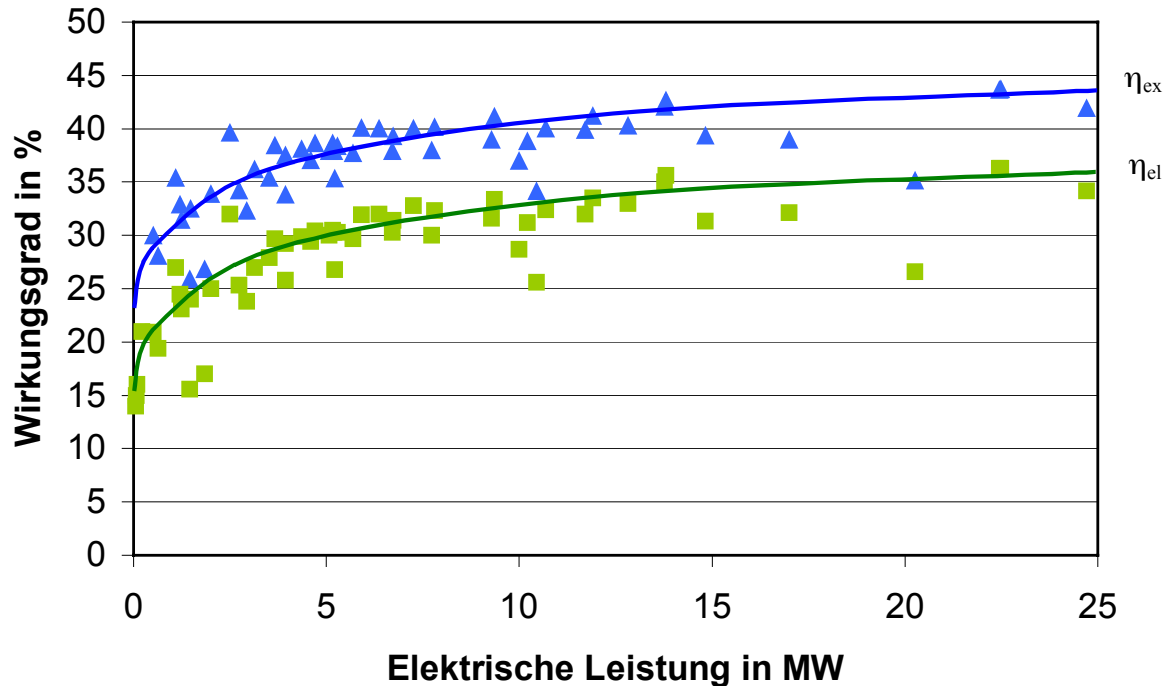


Abbildung 1–18: Wirkungsgrade von Klein-Gasturbinen mit Abhitzekeessel über der elektrischen Leistung

In Abbildung 1–18 dargestellt sind der elektrische Wirkungsgrad der Gasturbine η_{el} und der exergetische Wirkungsgrad η_{ex} , der sich aus elektrischer Leistung der Gasturbine und Wärmeabgabe im ungefeuerten Abhitzekeessel ergibt. Durch vollständige Heizwärmeauskopplung läßt sich der exergetische Wirkungsgrad im Auslegungsfall um 10 ... 8 Prozentpunkte steigern.

Kombinierte Prozesse

Für Heizkraftwerke mit Gasturbinen werden neben Gasturbinen mit Abhitzekeesseln auch Prozesse eingesetzt bzw. geplant, indem der Gasturbinenprozeß mit einem weiteren stromerzeugenden Prozeß, der als Arbeitsmittel Wasser/Dampf verwendet, kombiniert wird. Das sind der Gas- und Dampfturbinenprozeß (GuD-Prozeß), der Cheng- bzw. STIG-Prozeß (Steam Injected Gas Turbine) und der HAT- (Humid Air Turbine) bzw. EvGT-Prozeß (Evaporative Gas Turbine).

GuD-Prozesse

Die Entwicklung der Gasturbinen zu immer höheren Turbineneintrittstemperaturen hat dazu geführt, daß sich die Kombination des Gasturbinen- mit nachgeschaltetem

Dampfprozeß als günstige Lösung erweist, da sich beide Prozesse bei der Ausnutzung des Exergiegehaltes der Brennstoffe ergänzen. GuD-Prozesse verbinden den Gasturbinenprozeß über einen Abhitzedampferzeuger mit einem konventionellen Dampfprozeß. Mit dem Gasturbinenprozeß wird der obere Temperaturbereich genutzt und mit der Dampfturbinenanlage durch Abwärmenutzung der Turbinenabgase der darunter liegende. Durch Zusatzfeuerung in den Turbinenabgasen vor dem Abhitzedampferzeuger kann der Einsatzbereich der GuD-Anlage vergrößert werden, ohne daß der Wirkungsgrad dabei steigt, wie es noch bei niedrigeren Turbineneintrittstemperaturen möglich war, da die Zusatzwärme nur mit der Temperatur des Dampfprozesses verarbeitet wird.

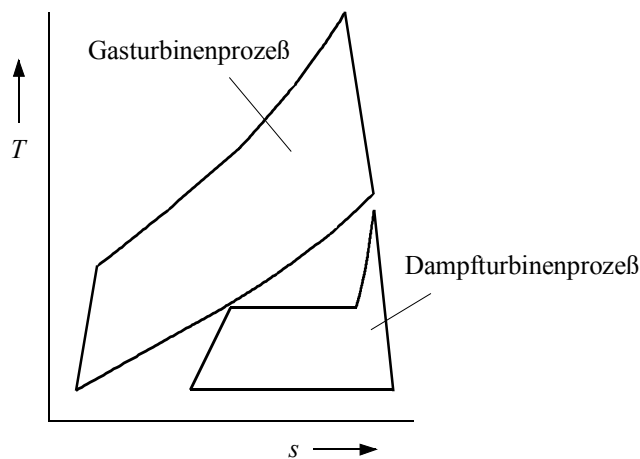


Abbildung 1–19: Kombinierte Gas- und Dampfturbinenanlage im T,s-Diagramm

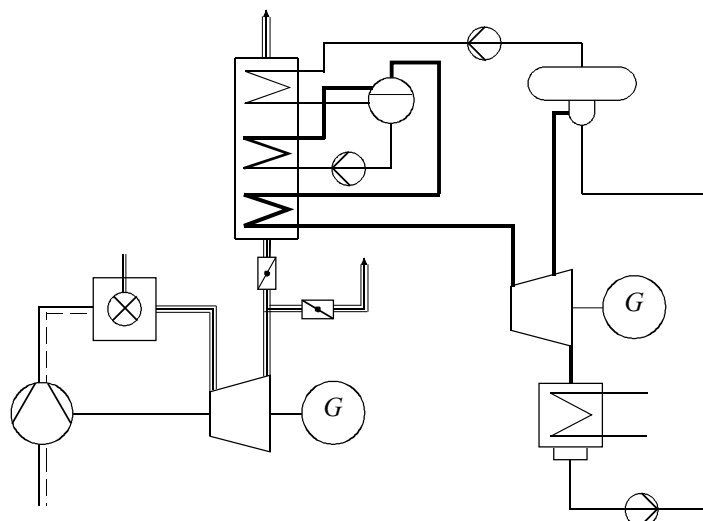


Abbildung 1–20: Schaltbild einer kombinierten Gas- und Dampfturbinenanlage

Der durch den Wärmeübergang vom Abgas der Gasturbine zum Wasser/Dampf-Kreislauf der Dampfturbine auftretende Exergieverlust kann durch Zwei- und Drei-druckprozesse, bei denen Dampf mit verschiedenen Drücken erzeugt und in einer

Mehrdruckturbine verarbeitet wird, gesenkt werden. Es ist ein kompletter Dampfkreislauf mit den entsprechend hohen Investitionskosten erforderlich, die insbesondere die Anwendung im kleinen Leistungsbereich behindern. Bei heutigem Stand der Technik sind elektrische Wirkungsgrade von maximal 58 ... 60 % erreichbar.

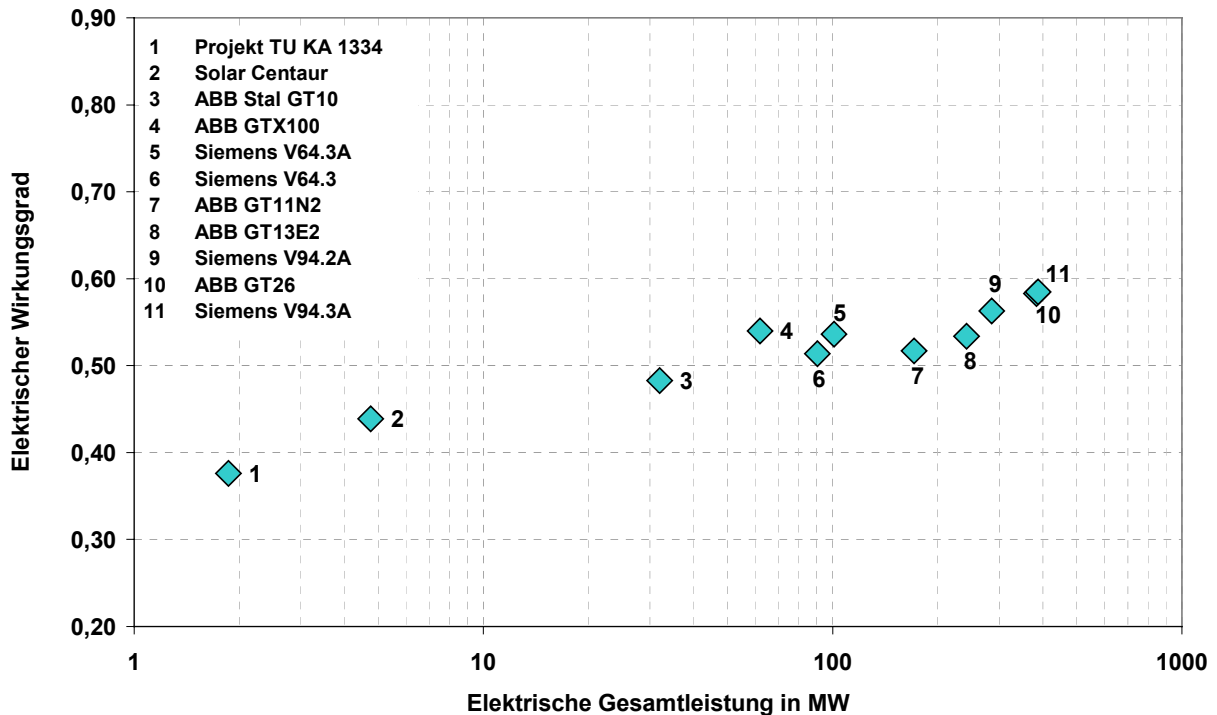


Abbildung 1–21: Elektrischer Wirkungsgrad von GuD-Anlagen im Kondensationsbetrieb über der elektrischen Gesamtleistung

Wie auch einfache Dampfturbinenanlagen weisen GuD-Anlagen einen von der Einheitsleistung abhängigen elektrischen Wirkungsgrad entsprechend Abbildung 1–21 auf. Dieser steigt dabei von ca. 40 % bei unter 10 MW auf etwa 55 ... 60 % bei über 100 MW elektrischer Gesamtleistung an. Der Anstieg des Wirkungsgrades um 20 Prozentpunkte wird weniger durch die thermodynamischen Randbedingungen als vielmehr die Steigerung des Gütegrades verursacht, wie es auch bei den einfachen Dampfturbinenanlagen der Fall ist. Entsprechend Abbildung 1–22 liegt der Carnot-Wirkungsgrad im gesamten Leistungsbereich zwischen 70 und 78 %. Demgegenüber steigt der Gütegrad von etwa 0,5 bei unter 10 MW auf etwa 0,77 bei über 100 MW elektrischer Gesamtleistung an.

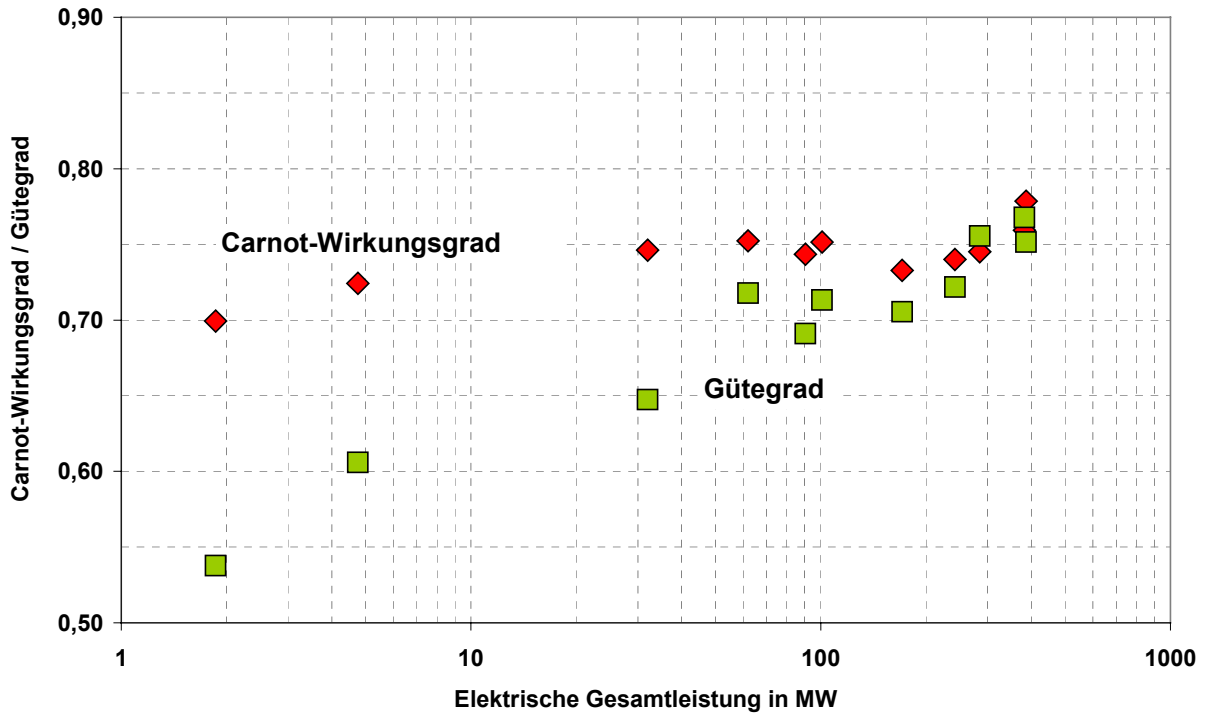


Abbildung 1–22: Carnot-Wirkungsgrad und Gütegrad von GuD-Anlagen im Kondensationsbetrieb über der elektrischen Gesamtleistung

Mit GuD-Anlagen kann auch Kraft-Wärme-Kopplung realisiert werden (z. B. Abbildung 1–23). Dazu wird die Dampfturbine nicht als reine Kondensationsturbine betrieben, sondern als Entnahmekondensations- oder Entnahmegegendruckturbine. Zusätzlich kann die letzte Stufe der Abkühlung der Gasturbinenabgase zur Bereitstellung von Heizwärme genutzt werden. Die elektrischen Wirkungsgrade liegen je nach Anlagengröße und Turbinentyp zwischen 33 und 50 %.

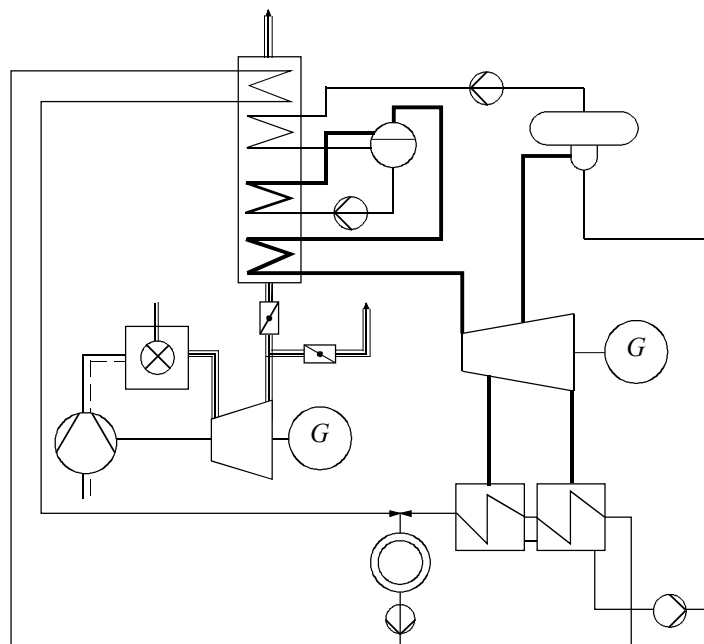


Abbildung 1–23: Kombinierte Gas- und Dampfturbinenanlage mit Entnahmegegendruckturbine und Heizwärmebereitstellung im Abhitzeessel

| Anlage | P_{GTA} | P_{GuD} | P_{DT}/ P_{GT} | η_{GTA} | η_{ges} |
|-------------------|------------------------|------------------------|---------------------------------------|------------------------|------------------------|
| | MW | MW | | % | % |
| ABB STAL GT10 | 21 | 32 | 0,534 | 31,5 | 48,3 |
| Siemens V64.3° | 70 | 101 | 0,443 | 36,5 | 53,6 |
| ABB,60Hz GT11N2 | 116 | 171 | 0,474 | 34,9 | 51,7 |
| ABB GT13E2 | 164 | 242 | 0,476 | 35,7 | 53,4 |
| Siemens V94.2° | 190 | 285 | 0,500 | 36,4 | 56,3 |
| Siemens V94.3A(2) | 264 | 383 | 0,451 | 39,4 | 58,3 |
| ABB GT26 | 265 | 387 | 0,460 | 38,5 | 58,5 |
| MW 701 ATS | 350 | 505 | 0,443 | 43,0 | > 60 |

Tabelle 1–17: Daten für Gasturbinen und GuD-Anlagen

Zusätzlich zu den energetischen Vorteilen des GuD-Prozesses kommen niedrige spezifische Investitionen und kurze Bauzeiten (zwei Jahre bis zur Inbetriebnahme) zum Tragen, so daß Erdgas-GuD-Anlagen die mit Abstand niedrigsten Kapitalkosten aller Wärmekraftwerke aufweisen. Für die Zukunft werden weitere Steigerungen des Wirkungsgrades erwartet. So wird der Wirkungsgrad für den Inbetriebnahmezeitpunkt 2025 mit 63 % abgeschätzt, während gleichzeitig die Investitionskosten von derzeit 900 DM₉₈/kW_{el} auf 750 DM₉₈/kW_{el} abnehmen sollen (siehe auch Tabelle 1–9).

Kombikraftwerke mit integrierter Kohlevergasung (IGCC) bzw. druckaufgeladener Wirbelschichtverbrennung (PFBC)

Gas- und Dampfprozesse lassen sich auch mit Kohle als Brennstoff kombinieren, wenn die Gasturbine mit den Abgasen aus einer vorgeschalteten Stufe der Kohleverbrennung oder Kohlevergasung beaufschlagt wird. Die technische Machbarkeit solcher Kohletechnologien neuer Generation („clean coal technologies“) sind durch Demonstrationsanlagen bereits mehrfach erprobt worden. Die neuen Kohletechnologien zur Stromerzeugung auf Basis eines kombinierten Gas- und Dampfprozesses sind

- die atmosphärische Wirbelschichtverbrennung (AFBC Atmospheric Fluidized Bed Combustion),
- die druckaufgeladene Wirbelschichtverbrennung (PFBC Pressurized Fluidized Bed Combustion) und
- der Kombiprozeß mit integrierter Kohlevergasung (IGCC Integrated Gasification Combined Cycle).

Der Hauptvorteil der kohlebefeueren Kombikraftwerke im Vergleich zu Kohle-Dampfkraftwerken liegt in den hohen Wirkungsgraden, niedrigen Emissionen und der Brennstoffflexibilität. Ferner ermöglichen sie eine kleinere Bauweise als Kohle-Dampfkraftwerke vergleichbarer Leistung und haben damit niedrigere spezifische Investitionen zur Folge. Während atmosphärische Wirbelschichtanlagen bereits seit längerem kommerziell verfügbar sind, befinden sich PFBC- und IGCC-Kraftwerke

noch im Erprobungsstadium. Ihr Hauptnachteil liegt in den gegenüber konventionellen Kohlekraftwerken relativ hohen Investitionskosten.

In einer Druckwirbelschichtfeuerung erfolgt die Verbrennung bei Drücken zwischen 12 und 16 bar und Temperaturen von 850 bis 950 °C. Für einen problemlosen Betrieb der Gasturbine ist die Reinigung der heißen Rauchgase von Aschepartikeln und die Entfernung schädlicher Spurenstoffe notwendig. Schwefeldioxyde können in der Wirbelschicht sehr effizient durch Additivzugabe (Kalkstein) gebunden werden. Aufgrund der niedrigen Verbrennungstemperatur werden Stickoxide nur in geringem Maße gebildet.

Kombikraftwerke mit stationärer Druckwirbelschichtfeuerung sind inzwischen kommerziell verfügbar. Demonstrationsanlagen mit 70 bis 80 MW Leistung werden in Schweden, Spanien, USA und Japan betrieben. In den neuen Bundesländern wurde 1999/2000 das erste Heizkraftwerk mit Druckwirbelschichtfeuerung für den Einsatz von Braunkohle errichtet (Heizkraftwerk Cottbus). Es werden Möglichkeiten für eine Steigerung der Blockleistung auf 500 bis 600 MW insbesondere in Frankreich und Japan untersucht. Derartige Anlagen können auch sehr aschereiche Brennstoffe oder Prozeßrückstände nutzen.

Die zirkulierende Wirbelschichtvariante ermöglicht aufgrund der höheren thermischen Leistungsdichte höhere Wirkungsgrade und eine noch kompaktere Bauweise; die Schadstoffemissionen werden verringert. Anlagen mit zirkulierender Druckwirbelschichtfeuerung wurden bisher nur als Pilotanlagen betrieben.

Bei den Kombikraftwerken mit integrierter Vergasung (IGCC) sind bis heute weltweit über zwanzig Demonstrationsanlagen mit Leistungen zwischen 60 und 550 MW mit unterschiedlichen Vergasungsverfahren und Brennstoffen in Betrieb gegangen (siehe dazu auch Tabelle 1–18).

Die historische Entwicklung bei den Gas- und Dampfturbinen-Kombikraftwerken auf Kohlebasis reicht bis 1984 zurück, dem Jahr, in dem eine der ersten IGCC-Demonstrationsanlagen in Betrieb ging. Einen Überblick über die zeitliche Entwicklung der Wirkungsgrade und Kosten verschiedener IGCC- und PFBC-Demonstrationsanlagen seit 1984 vermittelt Tabelle 1–18.

In der Vergangenheit sind die Wirkungsgrade der IGCC-Demonstrationsanlagen von anfangs 30 % auf 40 %, zeitweise auch darüber hinaus, gestiegen. In derselben Zeit haben sich die spezifischen Investitionskosten, mit Ausnahme der ersten Anlage am Standort Cool Water/USA, jedoch nicht in einem signifikanten Ausmaß verändert. Sie sind seit 1987 in einem Kostenbereich von rund 1.500 bis 2.400 (\$/kW) geblieben. Bei den Demonstrationsanlagen mit druckaufgeladener Wirbelschicht haben sich die Wirkungsgrade seit 1992 um rund 7 % verbessert, während die spezifischen Kosten im selben Zeitraum um etwa 60 % reduziert werden konnten.

Auf der Grundlage bisheriger Untersuchungen und Erfahrungen mit Demoanlagen und unter Einbeziehung aktueller Gasturbinenkennwerte wurde ein Kraftwerk IGCC 2000 entwickelt, welches das Entwicklungspotential der nächsten Jahre darstellt. Es soll als GuD-Kraftwerk bei elektrischen Nettoleistungen von 254 ... 555 MW Wirkungsgrade von 44,2 ... 51,0 % erreichen. Die spezifischen Kosten dieser Technologie werden als vergleichbar mit fortschrittlichen kohlebefeuernden Kraftwerken eingeschätzt.

| Standort | Jahr der Inbetriebnahme | Leistung (MW) | Brennstoff/Vergaser bei IGCC | Wirkungsgrad (%) | Investitionskosten (\$/kW) |
|--------------------------------|-------------------------|---------------|------------------------------|------------------|----------------------------|
| IGCC | | | | | |
| Cool Water, USA | 1984 | 96 | Kohle | 30 | 5.199 |
| Plaquemine, Niederlande | 1987 | 160 | Kohle | n. v. | 2.275 |
| Buggenum, Niederlande | 1994 | 253 | Kohle/Shell | 41,3 | 2.233 |
| Wabash River, USA | 1995 | 262 | Kohle/Destec | 38 | 1.690 |
| Tampa, USA | 1996 | 250 | Kohle/Texaco | 40 | 2.062 |
| Pinon Pine, USA | 1997 | 99 | Kohle/KRW | 40,7 | 2.259 |
| Puertollano, Spanien | 1997 | 300 | Kohle, Petcoke/Prenflo | 42,5 | 2.438 |
| API Energia, Italien | 1999 | 280 | Teer/Texaco | 40 | 1.530 |
| PFBC | | | | | |
| Värtan, Schweden (2 Einheiten) | 1991 | 135 | Kohle | n. v. | 2.940 |
| Tidd, USA | 1992 | 73 | Kohle | 35 | 5.199 |
| Escatron, Spanien | 1992 | 80 | Kohle | 36,5 | 1.564 |
| Tomato Atsuma, Japan | 1998 | 85 | Kohle | 40,1 | 3.741 |
| Karita, Japan | 1999 | 360 | Kohle | 42,5 | 1.292 |
| McIntosh, USA | 2002 | 190 | Kohle | 42,8 | 2.052 |

Tabelle 1–18: Historische Entwicklung von Wirkungsgraden und Investitionskosten einiger Kohle-Kombi-Demonstrationskraftwerke /Rabitsch, 2000/

Tabelle 1–19 faßt die wesentlichen technischen und ökonomischen Daten von PFBC- und IGCC-Kohle-Kombikraftwerksblöcken für einen gegenwärtigen Inbetriebnahmezeitpunkt zusammen. Für die Zukunft werden bei den Kohle-Kombikraftwerken Wirkungsgradsteigerungen um weitere 3 % sowie deutliche Kostensenkungen erwartet.

| Kraftwerksparameter | Einheit | PFBC | IGCC |
|---------------------------|---------------------|-------|-------|
| Nettoleistung | MW _{el} | 190 | 906 |
| Nettowirkungsgrad | % | 43 | 49 |
| Nutzungsdauer | A | 35 | 35 |
| Bauzeit | A | 3 | 3 |
| Spezifische Investitionen | DM/kW _{el} | 4.300 | 2.300 |

Tabelle 1–19: Technische und ökonomische Daten von PFBC- und IGCC-Kohle-Kombi-kraftwerksblöcken (Inbetriebnahmezeitpunkt 2001), (Eigene Abschätzungen), /Kolb 1998, Rabitsch 2000/

Cheng-/STIG-Prozesse

Cheng-Prozesse werden besonders in Industrieanlagen, aber auch in kommunalen Einrichtungen wie Krankenhäusern sowie in der Fernwärmeversorgung angewendet. Das Prinzip des Cheng-Prozesses besteht in der Erzeugung von Dampf im Abhitze-kessel mit der Abwärme einer Gasturbinenanlage und der teilweisen bis vollständigen Eindüsung des Dampfes in die Brennkammer. Das erfolgt in weitaus größerem Maße, als es für die Senkung der NO_x-Emissionen üblich ist. Aufgrund der Nutzung von Turbinenabgas zur Erzeugung des Dampfes kann der Anlagenwirkungsgrad bei Anwendung dieses Prozesses gesteigert werden. In der Regel ist der Abhitze-kessel einer Cheng-Anlage so gestaltet, daß Prozeßdampf mit Sattedampfzustand aus der Trommel entnommen wird. Nur der Einspritzdampf wird überhitzt. Der Cheng-Prozeß wird derzeit in Gasturbinenanlagen realisiert, die im einfachen Prozeß Leistungen im Bereich von 1,3 ... 33 MW aufweisen. Die Anwendung soll in nächster Zukunft auf Gasturbinen im Leistungsbereich 50 ... 125 MW ausgeweitet werden.

Durch die Dampfeinspritzung ergibt sich eine Entkopplung zwischen dem Elektro-energie- und dem Nutzwärmeangebot der Gasturbine. Die Elektroenergieerzeugung steigt mit der Dampfeinspritzung kontinuierlich um bis zu 60 %, während die Nutzwärmeabgabe auf Null zurückgeht. So kann durch die Einspritzung in die Brennkammer und die sich daraus ergebende Steigerung der elektrischen Leistung die nicht als Prozeßdampf benötigte Dampfmenge nutzbringend eingesetzt werden. Die Bereitstellung von Wärme bzw. Elektroenergie kann weiter entkoppelt werden, wenn der Abhitze-kessel mit einer Zusatzfeuerung ausgerüstet wird. Es ist dann möglich, trotz hohen Wärmebedarfes zusätzlich Dampf für die Einspritzung zu erzeugen und damit die elektrische Leistung zu erhöhen. Man erhält ein System, das Elektroenergie und Wärme in weiten Bereichen bei beliebiger Zuordnung zueinander liefern kann. Ohne Zusatzfeuerung ist es nicht möglich, bei gegebenem Wärmebedarf die Leistung der Gasturbine durch Dampfeinspritzung zu steigern, da die Einspritzdampfmenge entsprechend begrenzt ist.

| $P_{el,nenn}$ kW | $\eta_{el,nenn}$ % | $P_{el,max}$ kW | $\eta_{el,max}$ % | Basisturbine | System |
|---------------------|-----------------------|--------------------|----------------------|--------------|---------------------|
| 1.300 | 21 | 2.300 | 30 | Kawasaki | Cheng Cycle Serie 5 |
| 3.750 | 27 | 6.250 | 39 | Allison | Cheng Cycle Serie 7 |
| 4.600 | 29 | 7.000 | 40 | Allison | Cheng Cycle Serie 9 |
| 13.500 | 36 | 17.000 | 41 | GE | STIG |
| 22.800 | 37 | 28.000 | 42 | GE | STIG |
| 33.000 | 38 | 50.000 | 43 | GE | STIG |

Tabelle 1–20: Gasturbinen mit Dampfeinspritzung zur Leistungssteigerung

Ein Nachteil des Prozesses ist der hohe Wasserverbrauch. Besteht genügend großer Niedertemperaturwärmebedarf, kann die Brennwertechnik wegen des hohen Wassergehaltes im Abgas günstig eingesetzt werden.

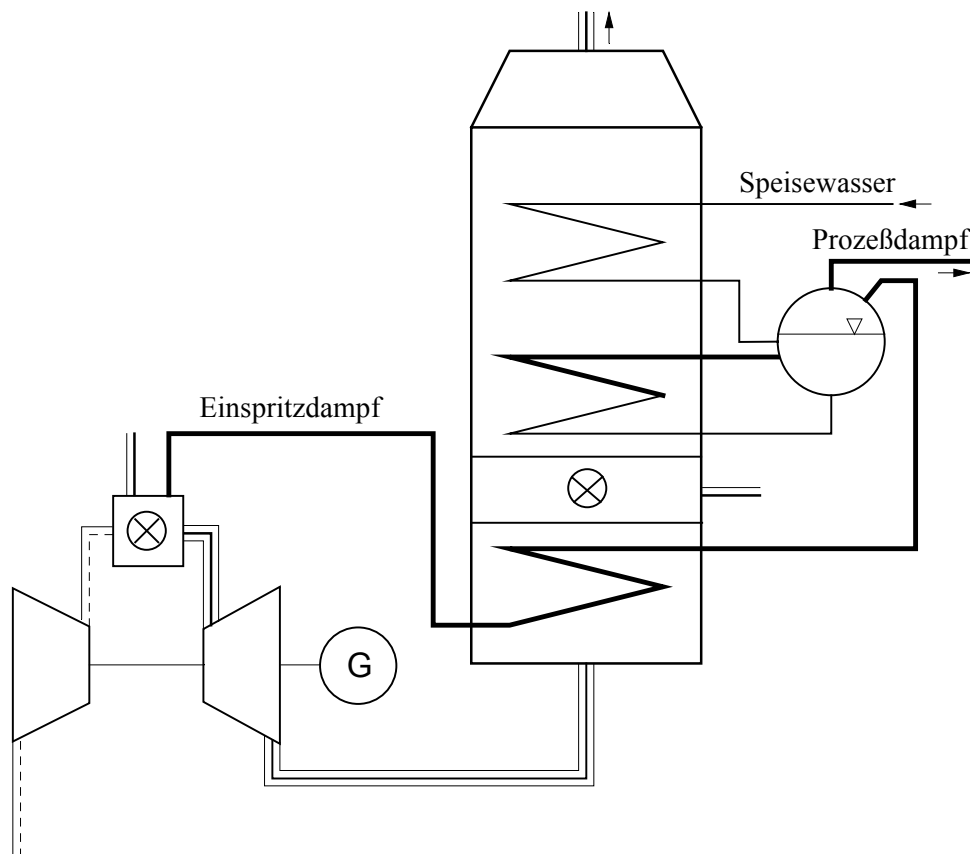


Abbildung 1–24: Schaltbild eines Cheng-Prozesses mit gefeuertem Abhitzeessel

HAT-Prozesse

HAT-Prozesse geraten zunehmend in das Blickfeld des Interesses. Konzeptionell den Cheng- bzw. STIG-Prozessen ähnlich, wird der Dampf der verdichteten Luft

hierbei über Verdunstung zugeführt. Von diesem Prozeß werden Wirkungsgrade erwartet, die im Bereich derer von GuD-Prozessen und damit deutlich höher gegenüber dem Cheng-Prozeß sind.

Beim HAT-Prozeß oder Verdunstungs-Turbinenprozeß wird Wasser bei seinem Partialdruck in verdichteter feuchter Luft verdunstet. Nachteilig ist auch hier der Wasserverbrauch. Bei Rückgewinnung des im Abgas enthaltenen Wassers mit Rauchgaskondensator verteuert sich die Anlage. Außerdem sind z. B. entsprechend niedrige Rücklauftemperaturen eines Wärmenetzes erforderlich.

Angebote Gasturbinen sind nicht ohne Anpassung für den HAT-Prozeß geeignet. Insbesondere die notwendige Aufteilung des Verdichters steht der Anwendung der heute üblichen kompakten Einwellenanlagen entgegen. Weiterhin ist zu beachten, daß es zu einer Leistungsverringerung der Gasturbine durch den Druckverlust der Wärmeübertrager kommt. Für Prozesse mit integrierter Kohlevergasung wird der IGHAT-Prozeß untersucht.

Im Prozeßverlauf wird die Luft nach dem Niederdruckverdichter in Zwischenkühlern abgekühlt, im Hochdruckverdichter auf den Enddruck verdichtet und einem Nachkühler und anschließend dem Sättiger (Luftbefeuchter) zugeführt. Nach dem Sättiger wird die Luft mit dem Gasturbinenabgas weiter aufgewärmt und der Brennkammer zugeführt. Diese regenerative Wärmeübertragung wird durch das relativ niedrige Temperaturniveau der aus dem Sättiger austretenden Luft ermöglicht. Die niedrigen Rücklauftemperaturen gestatten eine Brennwertnutzung.

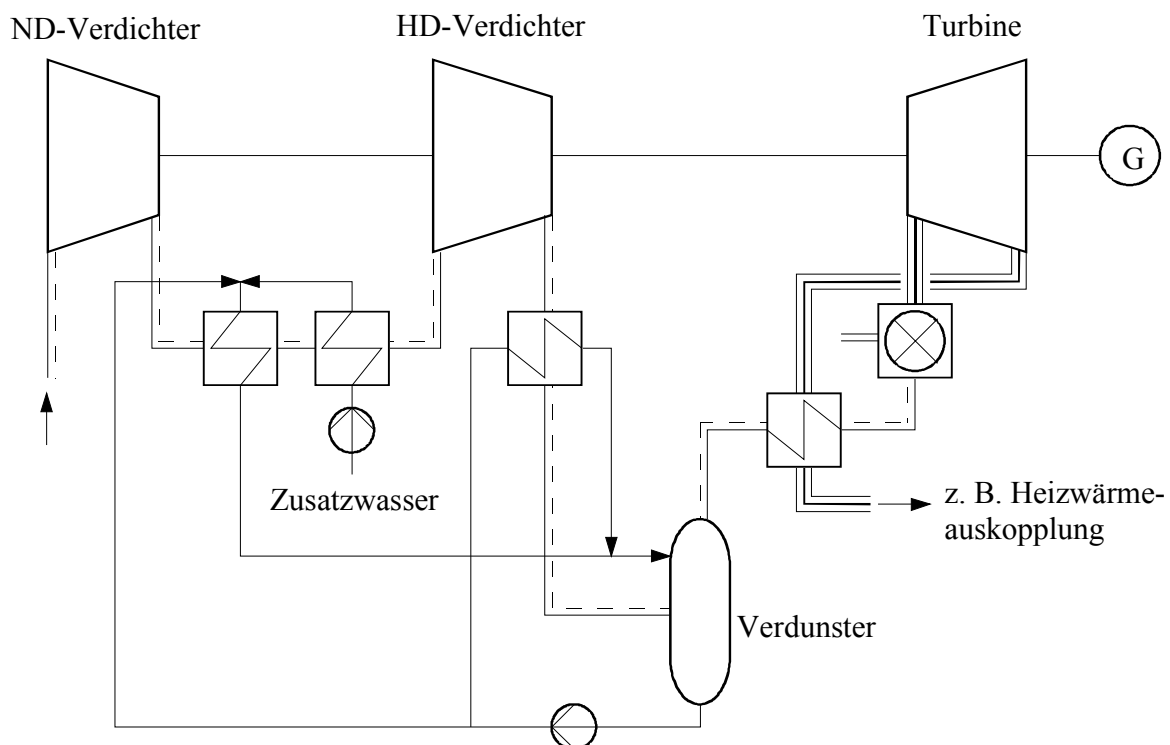


Abbildung 1–25: Schaltbild für HAT-Prozeß (Beispiel)

Für verschiedene Prozeßvarianten werden folgende Werte angegeben:

| | Variante | | | |
|---------------------------|----------|------|------|--|
| | I | II | III | |
| Elektrischer Wirkungsgrad | 50,7 | 51,6 | 55,5 | % |
| Elektrische Leistung | 69 | 70 | 83 | MW |
| Verdunstungsverhältnis | 0,12 | 0,12 | 0,18 | kg _{H₂O} /kg _{Luft} |
| Fernwärmeauskopplung | 45 | 44 | 45 | MW |
| Vorlauftemperatur | 73 | 73 | 69 | °C |
| Rücklauftemperatur | 50 | 50 | 50 | °C |

Tabelle 1–21: Daten für 3 Varianten des HAT-Prozesses

1.3.2.2 Motoren-Blockheizkraftwerke

Grundlagen

Motoren-BHKW sind Kleinkraftwerke mit einem Diesel- oder Ottomotor als Antrieb und einem Generator als Stromerzeuger. Der Name kommt vom blockweisen Aufbau von Motor, Generator und Wärmeversorgung mit entsprechend geringem Platzbedarf. Als Treibstoff kommt Dieselöl oder Gas zum Einsatz. Alternative motorische Brennstoffe sind Klär-, Deponie-, Bio- und Holzgas.

Das Spektrum der elektrischen Leistung dieser Technologie liegt zwischen 5 kW und 20 MW. Nach dem DIESEL-Prinzip arbeitende Motoren weisen einen höheren Wirkungsgrad auf (40 bis 46 %) als OTTO-Motoren (28 bis 35 %). Der Wirkungsgrad der Brennstoffenergieausnutzung für Elektroenergieerzeugung und Heizwärmebereitstellung beträgt auf den Heizwert bezogen 85 bis 95 %. Diesel- und Gasmotor-BHKW sind heute meistens mit Dreiwegekatalysatoren ausgerüstet. Dadurch werden die Emissionen reduziert und die Grenzwerte der Luftreinhalteverordnung eingehalten.

Bei Kolbenmotoren fällt Abwärme im Abgas, Kühlwasser, Motorenöl und bei Aufladung durch Ladeluftkühlung an. Eine hohe Temperatur von ca. 500 °C bei Motoren ohne Abgasturbolader und von ca. 400 °C bei Motoren mit Abgasturbolader weist nur das Abgas auf. Die Kühlwassertemperatur beträgt ca. 90 °C, lediglich bei heißgekühlten Motoren kann sie etwas über 100 °C liegen. Übliche Temperaturen für die Heizwärmeversorgung betragen 90/70 °C für Vor-/Rücklauf, so daß das hohe Temperaturniveau des Abgases keine Vorteile für die Wärmeauskopplung bringt. In einem DIESEL-Gasmotor im Leistungsbereich über 1 MW wird die Brennstoffenergie z. B. folgendermaßen verwendet:

| | | |
|------------------------|------|---|
| Elektroenergie | 43 % | |
| Verluste | 11 % | |
| thermische Nutzenergie | 46 % | (aus Abgas 25 %, aus Kühlwasser 9 %, aus Ladeluft 8 %, aus Motorenöl 4 %) |

Das Temperaturniveau der Wärmequellen im Motor kann wie folgt angegeben werden:

- Ladeluft 20 - 40 °C
- Schmieröl 40 - 70 °C
- Kühlwasser 90 - 120 °C
- Abgas 500 - 600 °C
- Abgaswärmeübertrager 90 - 130 °C

Ein besonderer Vorteil der BHKW besteht darin, daß die Aufstellung in der Nähe des zu versorgenden Verbrauchers möglich ist und somit die Anwendung der Kraft-Wärme-Kopplung auch im Bereich der Nahwärmeversorgung bzw. der Einzelobjektversorgung erfolgen kann. Dies ist beispielsweise bei Krankenhäusern, Industriebetrieben und kleinen Siedlungen der Fall.

Gegenüber Heizkesseln weisen Blockheizkraftwerkseinheiten jedoch wesentlich höhere Investitionen auf. Um ihren ökonomischen Einsatz zu gewährleisten, ist es erforderlich, sie mit einer hohen jährlichen Vollaststundenzahl einzusetzen. In einem Wärmeversorgungssystem, in dem der Hauptanteil der Auslegungsleistung aus Raumwärmebedarf resultiert, kommen daher BHKW-Einheiten nur für einen Grundlastanteil von ca. 25 % der Auslegungsleistung zum Einsatz.

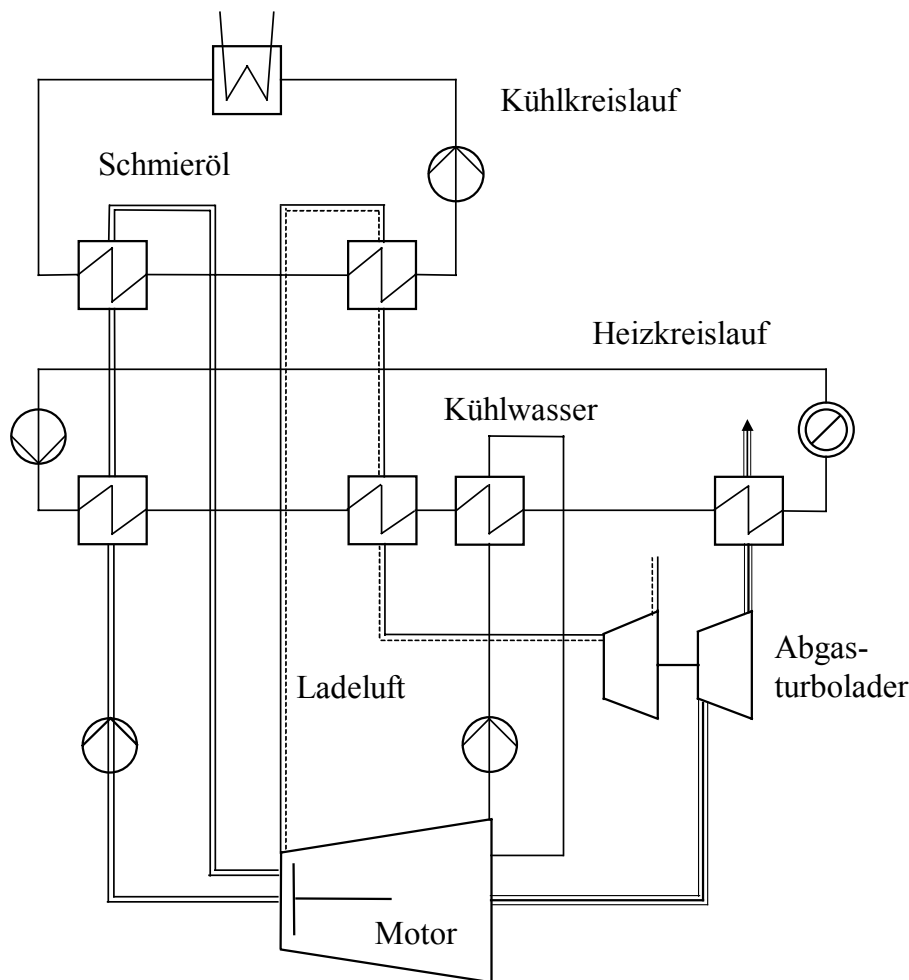


Abbildung 1–26: Schaltung eines Blockheizkraftwerkes

Gas-Otto-Motoren

Die Bandbreite der Leistungen derzeit gebauter Gas-Otto-Motoren beträgt 5,5 kW_{el} bis 6,1 MW_{el} /Gailfuß 2000/. Dabei gibt es große Unterschiede in den elektrischen Wirkungsgraden dieser Aggregate. Während die elektrischen Wirkungsgrade im unteren Leistungsbereich zwischen 25 % und 35 % liegen, steigen sie bis auf ca. 44 % bei Leistungen von 4 bis 5 MW_{el}.

Haupteinsatzfelder der Gasmotoren (Leistungsbereich 20 kW bis 1000 kW) sind:

- **Erdgas:** im Netzparallelbetrieb mit Abwärmenutzung als Heizkraftwerk, z. B. für Kommunen und Industrie zur Versorgung von Wärmenetzen; im Grund- und Mittellastbereich.
- **Klärgas:** Nutzung des Abfallproduktes aus Klärwerken zur Kraft-Wärme-Kopplung.
- **Deponiegas:** Gasmotoren zur Entsorgung des übelriechenden und wachstumshindernden Zersetzungsgases. Sie werden mitunter ohne Wärmenutzung wegen fehlenden Absatzes betrieben, sind aber dennoch wirtschaftlich.

Sie verursachen nahezu keine Partikelemission.

Eine große Zahl von Anlagen befindet sich im Bereich kleiner Leistungen bis 100 kW_{el}, die größte Anzahl von Anlagen ist allerdings im Leistungsspektrum von 100 bis 500 kW_{el}. In diesem Bereich und darüber hinaus gewinnen Gas-Ottomotor-BHKW zunehmend an wirtschaftlicher Attraktivität.

In Zukunft ist mit einer weiteren Konsolidierung der Modulpalette sowie einer Orientierung hin zu größeren Leistungen und der Verwendung von Einmodulanlagen zu rechnen. Durch die Verbesserung der Motorentechnik, z. B. aufgrund der thermischen Regelbarkeit, und die optimale Abstimmung der Einzelkomponenten des Moduls ist auch die Verfügbarkeit der Anlagen besser geworden. Zunehmende Bedeutung bekommt bei BHKW auch die vollständige Ausnutzung des Brennstoffs durch Brennwerttechnik /Gailfuß 2000/.

Die Investitionskosten für das betriebsfertige System von Gas-Ottomotor-BHKW umfassen mehrere Einzelpositionen, die in der zuvor erwähnten Marktübersicht für das Jahr 2000 erhoben wurden:

- KWK-Modul: Motor mit Generator mit allen notwendigen Sicherheitseinrichtungen und Überwachungen sowie MSR-Einrichtungen, schall- und vibrationsgedämpft, komplett montierte und verrohrte Kühlwasserwärmetauscher, Abgaswärmetauscher, Vor- und Nachschalldämpfer, Kühlwasserpumpe und Gasregelstrecke, Startvorrichtungen, Leistungsregelung des Moduls.
- Bei Asynchrongeneratoren: Mehrkosten für variable Blindstromkompensationseinrichtung.
- Schalldämpfung: Schalldämmhaube, Schallschutzkabine zur Absenkung des Schalldruckpegels um min. 75 dB (A) in 1 m Entfernung.
- Katalysator: Kosten für Katalysator zur Einhaltung der geforderten Abgasgrenzwerte.
- Schmierölver- und -entsorgung: inkl. Vorratsbehälter, Pumpen und automatischer Nachfülleinrichtungen.
- Schaltschrank: für Netz-Parallelbetrieb, inkl. Steuerung und Überwachung.

- Be- und Entlüftung: falls erforderlich, kompl. Lüftungsanlage, inkl. Ventilatoren, Mauerdurchbrüche und 15 m Lüftungskanal.
- Transport und Montage: Transport, Einbringung und Aufstellung des Moduls frei Baustelle. Montage der Schmierölversorgung, komplette Verkabelung des Moduls mit dem Schaltschrank.
- Inbetriebnahme, Probetrieb und Abnahme.

Die meisten Anlagen befinden sich in einem Kostenbereich von 1.000 bis 3.500 DM_{00}/kW_{el} . Es gibt jedoch einen deutlichen Kostenanstieg auf über 7.000 DM_{00}/kW_{el} für Anlagen mit sehr kleinen Leistungen. Die größeren Anlagen oberhalb einer Leistungsgrenze von 700 kW_{el} liegen jedoch sämtlich unter der 1.000 DM_{00}/kW_{el} -Grenze.

Mittelfristig wird aufgrund der Entwicklung und des Einsatzes neuer hitze- und druckbeständiger Materialien eine Steigerung des elektrischen Wirkungsgrades auf rund 46 % bei mittleren und größeren Gasmotoren erwartet. Wichtig ist in diesem Zusammenhang die Erhöhung des mittleren Zylinderdrucks. Außerdem wird intensiv an der Entwicklung neuer Zündsysteme, wie Laser- oder Plasmazündung, gearbeitet. Damit soll der Wirkungsgrad verbessert und der Wartungsaufwand gleichzeitig vermindert werden /Gailfuß 2000/.

Dieselmotor

Mit Diesel betriebene Motoren haben den Vorteil hoher elektrischer Wirkungsgrade bei einer großen Leistungsbandbreite von 5 kW_{el} bis etwa 17 MW_{el} .

Generell liegt der elektrische Wirkungsgrad von Dieselmotoren 2 bis 3 Prozentpunkte über dem von Erdgas-Ottomotoren. Dies liegt in erster Linie an dem thermodynamisch günstigeren Dieselprozeß.

Bei gleichem Verdichtungsverhältnis hat der Otto-Prozeß gegenüber dem Dieselprozeß einen höheren thermischen Wirkungsgrad. In der Praxis sind jedoch Dieselmotoren im Vorteil, da mit wesentlich höheren Verdichtungsverhältnissen gearbeitet werden kann. Dieselmotoren haben daher einen um 2 bis 3 Prozentpunkte höheren elektrischen Wirkungsgrad (um 40 %), bei gleichzeitig niedrigerem Gesamtwirkungsgrad (rund 80 %).

Ökologische Nachteile der Dieselmotoren sind jedoch nicht bestreitbar. Diesel- und Zündstrahlmotoren benötigen einen SCR-Katalysator zur Abgasreinigung. Problematisch sind insbesondere die relativ hohen Stickoxid-Emissionen. Die Einhaltung der NO_x -Grenzwerte (2.000 mg/Nm^3 für Maschinen < 500 kW_{el} bzw. 400 mg/Nm^3 für Maschinen > 500 kW_{el}) erfordert insbesondere bei großen Leistungen teilweise erhebliche finanzielle und technische Aufwendungen.

Zwar ist es gelungen, die Strom-/Wärmeerzeugungskosten von Dieselmotoren durch neue Konzepte, z. B. durch Einspritzung einer Diesel-Wasser-Emulsion, sowie durch die Entwicklung von kostengünstigen und kompakten SCR-Anlagen erheblich zu senken. Auch die Investitionskosten konnten reduziert werden. Trotz der erreichten Kostensenkungen werden jedoch aus energiepolitischen Gründen und wegen nicht unproblematischer Wärmeabkopplung aus dem Abgas (Rußpartikelemission) relativ wenig Dieselaggregate im Vergleich zu Erdgas-Ottomotoren nachgefragt /Frankfurt 2000/. Dieselmotoren werden bevorzugt für Notstromaggregate eingesetzt.

Gas-Diesel-Motor (Zündstrahlmotor)

Dieser Motor arbeitet mit einem Öl-Gas-Gemisch nach dem Gaszündstrahlverfahren. Die Verbrennung des Gas-Luft-Gemischs wird durch eine geringe Menge Dieseldieselfkraftstoff eingeleitet, die unter hohem Druck in die Brennkammer eingespritzt wird und sich selbst entzündet. Daher werden keine Zündkerzen benötigt, es sind jedoch zwei Brennstoffe zu bevorraten.

Der Anteil des Öls kann zwischen 5 % und 100 % variieren. Bei entsprechender Auslegung der Einspritzanlage kann bei Gasmangel ohne Betriebsunterbrechung auf Dieselbetrieb umgestellt werden (Zweistoffmotor). Gas-Diesel-Motoren lassen sich deshalb als Teil von Notstromaggregaten einsetzen.

Zündstrahlmotoren werden in einer Leistungsklasse von einigen Hundert kW_{el} bis 16,5 MW_{el} angeboten. Die elektrischen Wirkungsgrade reichen von 35,5 % bis 45 % bei Gesamtnutzungsgraden von 80 % bis 90 % /Gailfuß 2000/. Der Vorteil von Zündstrahlmotoren liegt darin, daß auch Gase mit sehr geringen Heizwerten sicher gezündet werden können. Die untere Zündgrenze liegt bei 1,1 kWh/Nm³, was etwa 10 % des Heizwertes von Erdgas entspricht. Dies bedeutet, daß in diesen Motoren auch Schwachgase wie Grubengas, Klärgas, Deponiegas und Holzgas sicher verbrannt werden können.

Zu beachten sind die höheren Investitionskosten. Daher sind zur Zeit nur große Leistungseinheiten am Markt verfügbar. Sie kommen durch ihre Betriebsweise der Realisierung abschaltbarer Erdgasverträge bei Großabnehmern entgegen.

1.3.3 Brennstoffzellen

1.3.3.1 Theoretisches Potential von Brennstoffzellen und nachgeschalteten Wärme-Kraft-Prozessen

Prinzipiell erfolgt bei allen Kraftwerksprozessen eine Umwandlung von chemischer Energie des Brennstoffes in elektrische Energie. In klassischen Wärmekraftwerken erfolgt zunächst die Umwandlung der Brennstoffenergie in Wärme durch die Verbrennung des Brennstoffes, die dann in einem Kreisprozeß in Arbeit und Abwärme umgewandelt wird (Abbildung 1–27).

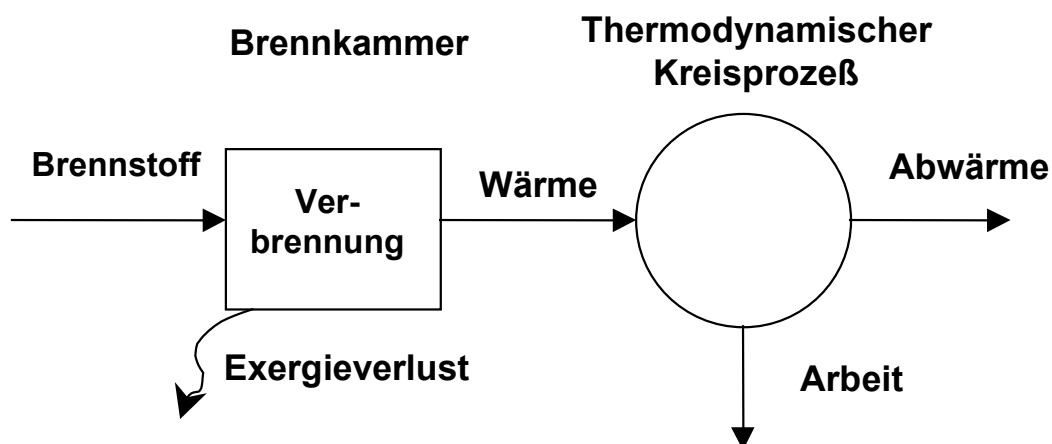


Abbildung 1–27: Prinzip der Energieumwandlung klassischer Kraftwerksprozesse

Der Verbrennungsprozeß ist stark irreversibel und deshalb mit hohen Exergieverlusten verbunden. Darüber hinaus ist die maximale Arbeitsausbeute aus Wärmekraftwerken durch den Carnot-Wirkungsgrad begrenzt, der mit der oberen Prozeßtemperatur ansteigt.

Im Gegensatz dazu findet die Brennstoffoxidation in der Brennstoffzelle elektrochemisch statt, wo bereits während der Verbrennung des Brennstoffes elektrische Arbeit abgegeben werden kann (Abbildung 1–28). Es bietet sich an, die verlustreiche Brennkammer des Kraftwerks durch die Brennstoffzelle zu ersetzen und dadurch die Arbeit zu gewinnen, die bei herkömmlichen Wärmekraftwerken in der Brennkammer zwangsläufig verloren geht.

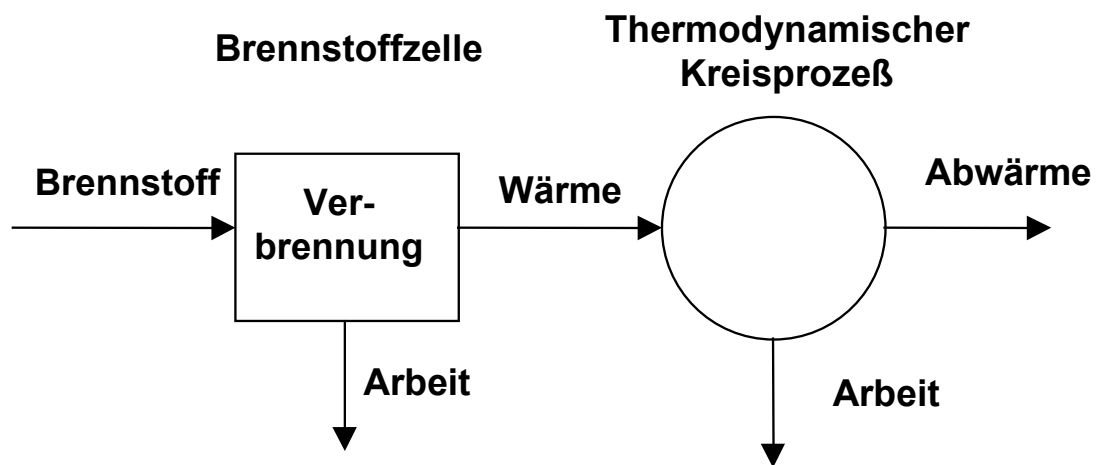


Abbildung 1–28: Prinzip der Energieumwandlung in Brennstoffzellen mit Abwärmeeinsatz

Abbildung 1–29 zeigt den Wirkungsgrad- und Leistungsbereich von Brennstoffzellen im Vergleich mit anderen Stromerzeugungstechniken.

Abbildung 1–30 zeigt das Verhalten des reversiblen Gesamtprozesses, bestehend aus Brennstoffzelle und Wärme-Kraft-Prozeß, entsprechend zu Abbildung 1–28.

Die gewinnbare Arbeit der Brennstoffzelle sinkt zwar mit steigender Betriebstemperatur, jedoch steigt gleichzeitig die Arbeitsfähigkeit der Abwärme der Brennstoffzelle, d. h. die Arbeit, die im nachfolgenden reversiblen Wärme-Kraft-Prozeß gewonnen werden kann. Der Wirkungsgrad des Gesamtprozesses ist daher nahezu unabhängig von der Prozeßtemperatur. Die aus dem Brennstoff gewinnbare Arbeit ist damit gleich der Arbeit der Brennstoffzelle bei Umgebungstemperatur.

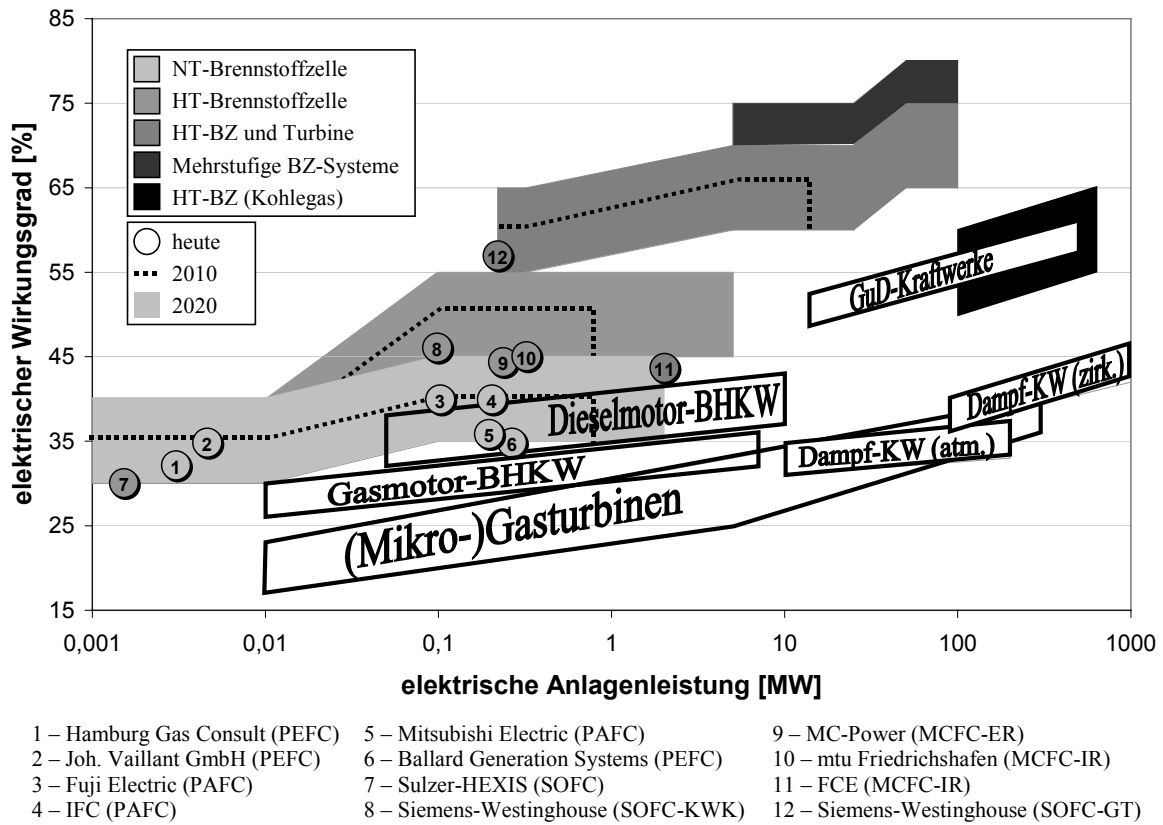


Abbildung 1-29: Wirkungsgrad- und Leistungsbereich von Brennstoffzellen im Vergleich mit konventionellen Stromerzeugungstechniken /Sander 2000/

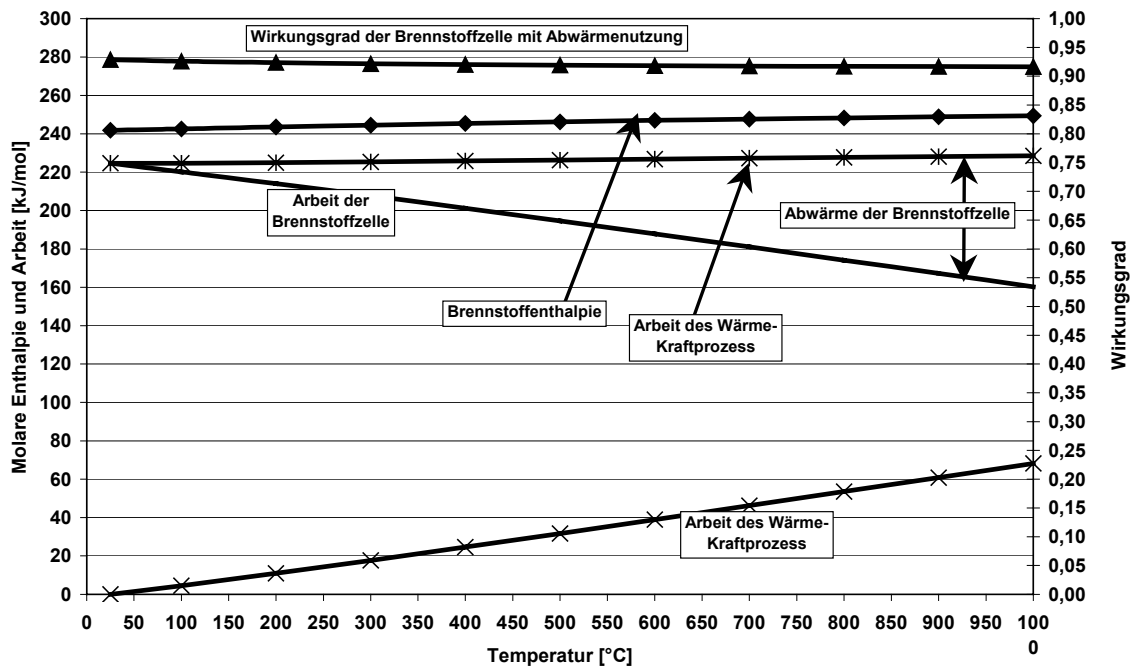


Abbildung 1-30: Arbeit und Wirkungsgrad der Brennstoffzelle mit nachgeschaltetem Wärme-Kraft-Prozess bei reversibler Prozessführung

1.3.3.2 Reales Verhalten des Gesamtprozesses

Abbildung 1–31 zeigt das reale Verhalten des Brennstoffzellenprozesses. Der exergetische Wirkungsgrad der Brennstoffzelleneinheit steigt mit der Temperatur infolge der Verbesserung der in der Brennstoffzelle stattfindenden Stofftransportprozesse stark an. Der Gütegrad von Wärme-Kraft-Prozessen wurde mit 70 % angesetzt. Das Wirkungsgradpotential von kombinierten Prozessen liegt damit bei über 75 %.

Weiterhin zeigt sich, daß das Wirkungsgradpotential von Niedertemperatur-Brennstoffzellen relativ gering ist. Nur ca. 46 bis 50 % der zugeführten Brennstoffenthalpie können in Arbeit umgewandelt werden. Der Rest wird in Form von Niedertemperaturwärme aus der Brennstoffzelle abgeführt, deren Arbeitsfähigkeit so gering ist, daß bei Niedertemperatur-Brennstoffzellen auf die Nachschaltung von Wärme-Kraft-Prozessen verzichtet und die Abwärme ausschließlich zu Heizzwecken verwendet wird.

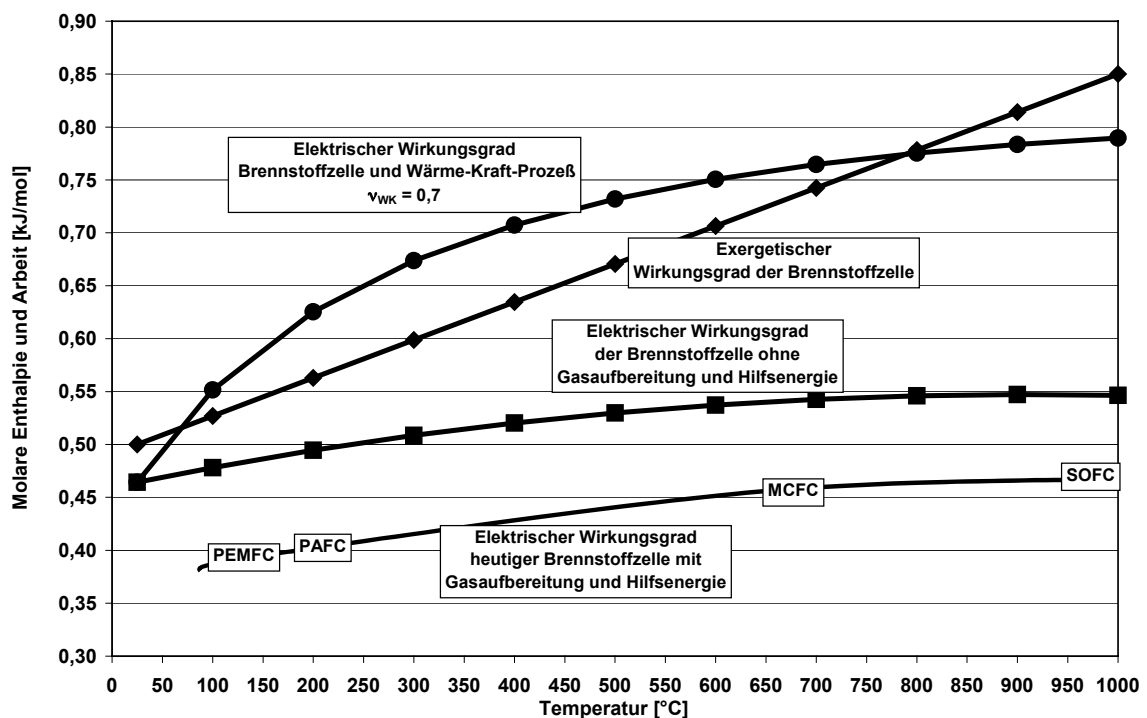


Abbildung 1–31: Reales Verhalten des Gesamtprozesses

Da Wasserstoff in der Natur nicht in reiner Form verfügbar ist, muß dieser aus anderen Energieträgern erzeugt werden. Derzeit wichtigster Prozeß der Wasserstoffherzeugung ist die Methanreformierung, bei der ein wasserstoffreiches Gas aus Erdgas erzeugt wird.

Die Methanreformierung wird katalytisch unterstützt und erfolgt bei Temperaturen um 650 bis 800 °C, wo ein nahezu vollständiger Methanumsatz erreicht wird. Die dafür notwendige Wärme setzt sich in erster Linie aus der Reaktionswärme für den Prozeß und die Verdampfung des erforderlichen Wassers zusammen. Aufgrund des Temperaturniveaus der Abwärme sind für die einzelnen Brennstoffzellentypen die Möglichkeiten der Wärmezufuhr für die Brennstoffaufbereitung fest fixiert. In Verbindung mit den Aussagen zum Wirkungsgradpotential lassen sich Hoch- und Niedertemperatur-

Brennstoffzellen hinsichtlich des erreichbaren Wirkungsgrades und damit hinsichtlich des Innovationspotentials beurteilen (Tabelle 1–22).

| Merkmale | Niedertemperatur-Brennstoffzellen | Hochtemperatur-Brennstoffzellen |
|---------------------------------------|---|---|
| Reversibler Wirkungsgrad | 90 % | 64 - 76 % |
| Exergetischer Wirkungsgrad | 55 % | 70 - 85 % |
| Elektrischer Wirkungsgrad der Zelle | 48 - 50 % | 52 - 55 % |
| Reformierung intern | nein | ja |
| Nachschtung Wärme-Kraft-Prozeß | Nein | ja |
| Potential zu hohem Systemwirkungsgrad | Nein | ja |
| Vorteil im technischen Spektrum | Sekundär, geringe Schadstoff- und Schallemissionen, niedriger Wartungsaufwand | Primär, hoher elektrischer Wirkungsgrad |

Tabelle 1–22: Hoch- und Niedertemperatur-Brennstoffzellen im Vergleich (H₂ als Brennstoff)

Bei Niedertemperatur-BZ kann die Abwärme der Zelle infolge der niedrigen Temperatur nicht oder nur zum geringen Teil für die Reformierung genutzt werden. Die Reaktion findet in einem separaten Reaktor statt, der durch die Verbrennung von zusätzlichem Brennstoff beheizt werden muß. Der Systemwirkungsgrad wird dadurch weiter reduziert. Der Hilfsenergiebedarf reduziert den elektrischen Wirkungsgrad nochmals, so daß aus thermodynamischen und technologischen Gründen das Wirkungsgradpotential von Niedertemperatur-Brennstoffzellen bei ca. 40 % liegt, wie aus Abbildung 1–31 hervorgeht. Gegenüber vergleichbaren Technologien (Gasmotoren) ist der Wirkungsgradzuwachs damit bescheiden. Der Vorteil von Niedertemperatur-Brennstoffzellen liegt somit eindeutig bei geringeren Schadstoff- und Schallemissionen und dem sich andeutenden geringeren Wartungsaufwand infolge des Funktionsprinzips (keine rotierenden Hauptbauteile). Gegenüber Vergleichstechnologien, wie Gasmotoren, werden sie sich durchsetzen, sobald die Investitionskosten für diese Anlagen auf das Niveau der Vergleichstechnologie gesunken sind.

Im Vergleich dazu ist es bei Hochtemperatur-Brennstoffzellen möglich, den Wärmebedarf des Reformers mit Zellabwärme zu decken, was höhere Systemwirkungsgrade ermöglicht. Unter Einbeziehung des Bedarfs an Hilfsenergie erreichen Hochtemperatur-Brennstoffzellen ohne nachgeschaltete Wärme-Kraft-Prozesse elektrische Wirkungsgrade zwischen 47 bis 50 %.

Deutliche Steigerungen des elektrischen Wirkungsgrades sind daher nur von Hochtemperatur-Brennstoffzellen mit nachgeschalteten Wärme-Kraft-Prozessen zu erwarten. In diesem Bereich liegt daher auch das höchste Entwicklungspotential der Energie- und Kraftwerkstechnik.

Nicht zu unterschätzen ist der mögliche modulare Aufbau der Brennstoffzelleneinheit, der erstens die Anwendung dieser Technik selbst in kleinsten Leistungsgrößen ermöglicht und zweitens eine sehr flexible Anpassung der Leistungsgröße der Anlage an den tatsächlich vorhandenen Bedarf gestattet. Vorgefertigte Größen werden an den Betreiber geliefert, wo dann nur noch die Anbindung an das jeweilige System erfolgen muß. So lassen sich Bauzeiten und Vorfinanzierungskosten deutlich reduzieren.

1.3.3.3 Merkmale, aktueller Stand und Entwicklungspotential der Brennstoffzellentypen

In Tabelle 1–23 sind die derzeit verfolgten Entwicklungslinien der einzelnen Brennstoffzellentypen und deren wesentlichsten Entwickler dargestellt.

| Entwicklungslinie | Wesentliche Anwendung | Einsatz der Brennstoffzellentypen und Hersteller | | | |
|--|--|--|---------------------|--------------------------------------|--------------------------|
| | | PEMFC | PAFC | MCFC | SOFC |
| Kleinbrennstoffzellen, $P_{el} \leq 10 \text{ kW}$ | Gebäudeenergieversorgung, virtuelles Kraftwerk Kfz-Antrieb? | Vaillant, Viessmann | | | Sulzer |
| Niedertemperatur-BZ und $BZ \leq 300 \text{ kW}$ | Gebäudeenergieversorgung, Nahwärmenetze | Alstom- Ballard | IFC (ONSI-Zelle) | MTU-Friedrichshafen, (Hot Module) | Siemens- Westinghouse |
| Hochtemperatur-BZ mit nachgeschalteten Wärme-Kraft-Prozessen | | | | MTU-Friedrichshafen | Siemens- Westinghouse |

Tabelle 1–23: Entwicklungslinien der Brennstoffzellentypen und Hersteller

Klein-Brennstoffzellen $\leq 10 \text{ kW}_{el}$.

Klein-Brennstoffzellen werden entweder als PEMFC- oder als SOFC-Anlagen ohne Abwärmenutzung zur Stromerzeugung ausgeführt. Die theoretischen Wirkungsgradpotentiale beider Brennstoffzellen liegen bei ca. 46 bzw. 55 % für die Brennstoffzelle ohne Peripherie. Bei Klein-Brennstoffzellen wirkt sich allerdings der im Vergleich zur Leistung der Brennstoffzelle überproportionale Hilfsenergiebedarf negativ auf den elektrischen Wirkungsgrad des Gesamtsystems aus, weswegen die bisher erreichten elektrischen Wirkungsgrade im Bereich zwischen 25 bis 33 % liegen. Entwicklungspotential liegt deshalb vor allem in der Minimierung des Hilfsenergiebedarfs dieser Systeme durch die Entwicklung angepaßter Pumpen und Verdichter für diesen Leistungsbereich.

Diese Gattung von Brennstoffzellen ist ausschließlich für den Einsatz in der Gebäudeenergieversorgung vorgesehen, wobei die Anwendung bis ins Eigenheim reichen soll. Geplant sind Brennstoffzellenheizgeräte mit einer elektrischen Leistung ab 1 kW, die in Verbindung mit einem integrierten Spitzenlastkessel als Alternative zum Heizkessel vermarktet werden sollen.

Daneben soll der Einsatz der Klein-Brennstoffzellen als Vorstufe zum sog. virtuellen Kraftwerk dienen. Idee des virtuellen Kraftwerks ist der breite Einsatz dieser Zellen bei Kunden unter einem zentralen Lastmanagement durch den zuständigen Elektroenergieversorger. Die Vorteile für den Stromversorger liegen vor allem in der flexiblen, stückweisen Deckung des anstehenden Leistungsbedarfs, so daß riskante Investitionen in Großkraftwerke vermieden werden können.

Grundlage für den wirtschaftlichen Betrieb dieser Zellen sind geringe spezifische Investitionskosten, die bei Kraftwerken mit steigender Einheitsleistung abfallen. Bei Klein-Brennstoffzellen könnten sich die spezifischen Investitionskosten durch den geplanten Einsatz von PEMFC und SOFC in der Kfz-Technik und der damit verbundenen Massenproduktion reduzieren. Mit einem schnellen Einsatz von PEMFC in der Kfz-Technik ist jedoch nicht zu rechnen, so daß kurzfristig nicht von einem breiten Einsatz dieser Zellen auszugehen ist.

Im Technologie- und Gründerzentrum Glaubitz bei Riesa wird seit ca. drei Jahren eine PEMFC betrieben, die die grundsätzliche Eignung dieser Technik für die Versorgung von Eigenheimen mit Strom und Wärme demonstriert. Vaillant will ab 2002 ein Brennstoffzellenheizgerät auf den Markt bringen /Dribbisch/. Derzeit sind Anlagen für Demonstrationsprojekte mit einer elektrischen Leistung bis 4,6 kW verfügbar. Der elektrische Wirkungsgrad dieser Anlagen liegt bei 33 %.

Eine ganz eigene Entwicklung verfolgt die Fa. Sulzer, die eine Klein-Brennstoffzelle auf der Basis von Hochtemperatur-Brennstoffzellen (SOFC) entwickelt. Seit 1998 werden vier, seit 1999 drei weitere Anlagen im Praxisbetrieb getestet. Laborversuche mit unterschiedlichen Brennstoffen (Deponiegas und Heizöl) ergaben positive Ergebnisse hinsichtlich variablem Brennstoffeinsatz. Ab 2001 sollen Brennstoffzellenheizgeräte mit einer elektrischen Leistung von 1 kW und 3 kW auskoppelbarer Wärmeleistung kommerziell verfügbar sein. Der elektrische Wirkungsgrad wird derzeit mit 25 % angegeben.

Der primärenergetische Effekt des Einsatzes von Brennstoffzellen kleiner Leistung ist infolge des stark schwankenden strom- und wärmeseitigen Leistungsbedarfs einzelner Verbraucher verglichen mit dem Heizkessel gering. Um eine hohe Anlagenauslastung zu erreichen, wird die Auslegungsleistung der Brennstoffzelle im Vergleich mit der maximalen Wärmeleistung des Verbrauchers gering sein. Dadurch sinkt jedoch der Deckungsgrad, d. h. der Anteil der durch KWK erzeugten Wärme, was sich negativ auf den exergetischen Jahresnutzungsgrad der KWK-Anlage auswirkt (Abbildung 1–32).

Es wird deutlich, daß erst bei relativ hohen, unrealistischen Deckungsgraden von ca. 0,4 respektable Werte erreicht werden, die deutlich über dem Heizkessel als Vergleichsvariante liegen. Vergleicht man das Brennstoffzellenheizgerät noch mit herkömmlichen BHKW oder Brennstoffzellen im Leistungsbereich von 0,2 bis 1 MW, die exergetische Nutzungsgrade von 0,4-0,5 erreichen können, dann ist der erzielbare Effekt von KWK-Anlagen auf der Basis von Brennstoffzellen kleiner Leistung gering. In Gebieten mit höherer Wärmebedarfsdichte und bereits bestehender Fernwärmeversorgung durch effiziente KWK-Anlagen ist der breite Einsatz von Klein-Brennstoffzellen unter dem Gesichtspunkt der Einsparung von Primärenergie nicht sinnvoll.

Die Förderung dieser Einsatzweise der Brennstoffzelle kann daher nicht empfohlen werden.

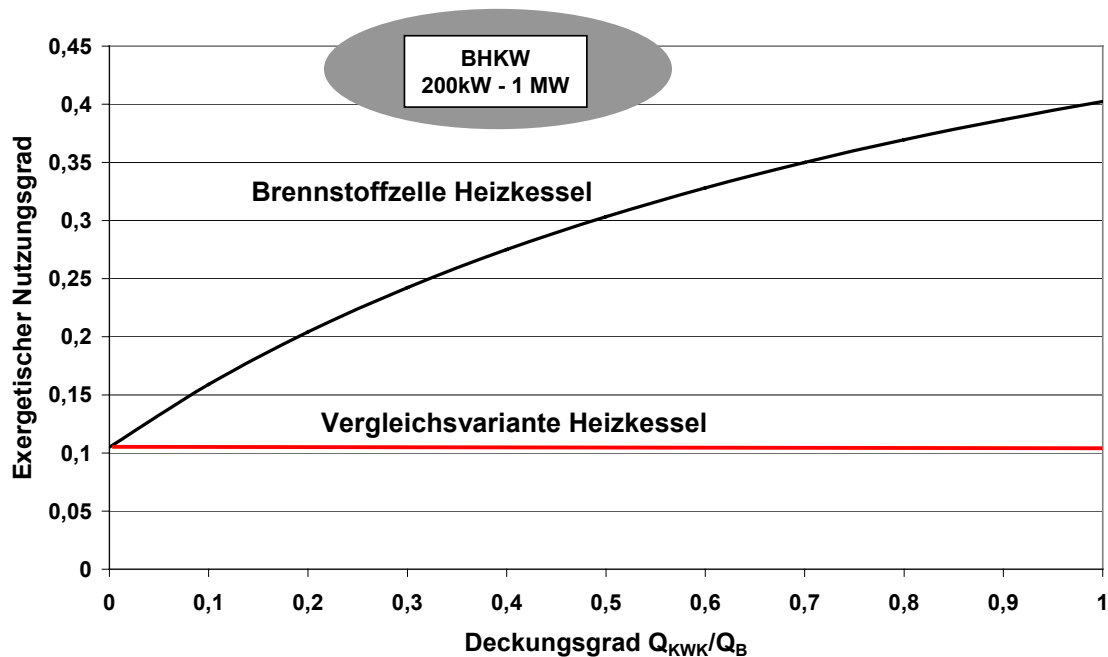


Abbildung 1–32: Exergetischer Nutzungsgrad Brennstoffzelle + Heizkessel

Sinnvoll einsetzbar ist die Klein-Brennstoffzelle dagegen eher für den dezentralen Versorgungsfall in Gebieten mit sehr niedriger Wärmebedarfsdichte, da die Klein-Brennstoffzelle gegenüber der Wärmeversorgung aus dem Heizkessel primärenergetisch im Vorteil ist. Gerechnet wird jedoch damit, daß bei einer kumulierten Stückzahl von ca. 100.000 Geräten Kosten von ca. 3.000 DK/kW_{el} erreicht werden können (Angaben Vaillant).

Niedertemperatur-Brennstoffzellen und Brennstoffzellen bis 300kW_{el}

Diese Anlagen werden vorrangig für den Einsatz in der Kraft-Wärme-Kopplung entwickelt. Infolge der geringen Wärmeleistungen und der Abwärmepertemperaturen ist das Einsatzpotential von Niedertemperatur-Brennstoffzellen in der Fernwärme als gering einzuschätzen. Diese Anlagen werden vorrangig in der Gebäudeenergieversorgung und der Speisung von Nahwärmenetzen mit abgesenkter Netztemperatur eingesetzt. Als Konkurrenz zu Gasmotoren werden sie Eingang in den Markt finden, wenn die spezifischen Investitionskosten das Niveau der Vergleichstechnologie erreicht haben.

Hochtemperatur-Brennstoffzellen bieten dagegen die Abwärme auf genügend hohem Temperaturniveau an, so daß der Einsatzort in der industriellen Kraft-Wärme-Kopplung und in der Fernwärme liegen wird.

PEMFC

Durch die hohe Leistungsdichte liegt die Hauptmotivation für die Entwicklung von PEMFC im Einsatz dieser Brennstoffzellen in Fahrzeugen (alle namhaften Automobilkonzerne, Ballard). Auch Kleinstanwendungen, wie die Energiespeicherung zur Versorgung transportabler Elektrogeräte (Laptops) als Konkurrenz zur herkömmlichen Akkumulatoren und Batterien, befinden sich derzeit in der Entwicklung. Für die Brennstoffzelleneinheit deutet sich daher eine Massenproduktion an, die hohe Kostensenkungseffekte verspricht. Darüber hinaus gibt es Entwicklungen zum Antrieb von U-Booten (Siemens). Entwicklungen für den Einsatz in der stationären Energieversorgung werden von Herstellern von Kraftwerkskomponenten (Alstom mit Ballard) vorangetrieben. In Berlin ist seit Juni 2000 das erste BHKW auf der Basis von PEMFC in Betrieb. Die elektrische Leistung liegt bei 250 kW. Der elektrische Wirkungsgrad dieser Anlage liegt bei ca. 35 %. Weitere Anlagen sind in Planung.

Technologisch unterscheidet sich die PEMFC von der PAFC vor allem durch die Verwendung eines festen Elektrolyten (Kunststoffmembran), der prinzipiell eine geringere Leistungsdegradation als Folge von Lastwechselvorgängen erwarten läßt. Die Dynamik der Zelle kann als sehr gut bezeichnet werden. Steht reiner Wasserstoff zur Verfügung, kann die Zelle nahezu verzögerungsfrei auf Leistung gebracht werden. Momentan ist die Gasaufbereitung das Bauteil, welches die zulässigen Lasttransienten bestimmt. Die Wärmeauskopplung erfolgt direkt aus dem Zellstapel mit einem Kühlwasserkreislauf, der dann direkt an das Wärmeverbrauchernetz angebunden werden kann, was die Wärmeauskopplung aus der Brennstoffzelle wesentlich erleichtert. Die Zelle läßt sich somit an bestehende Wärmenetze mit moderaten Netztemperaturen problemlos anbinden. Hier bestehen erhebliche Unterschiede zur PAFC der amerikanischen Fa. ONSI, deren Zellen im Leistungsbereich von 200 kW schon seit zehn Jahren angeboten werden. Hier sind ca. 50 % der Abwärme als Wasserdampf im Abgas enthalten, die zur Wärmenutzung kondensiert werden müssen. Dies erfordert netzseitige Rücklauftemperaturen von ca. 30 °C, so daß bei den meisten in Europa betriebenen Anlagen der Gesamtnutzungsgrad selten höher als 70 % liegt.

Das langfristige Entwicklungspotential der PEMFC hinsichtlich des elektrischen Wirkungsgrades ist gering. Betrachtet man die Systemtechnologie, einschließlich der Brennstoffaufbereitung, so stellt man fest, daß die Anzahl der Freiheitsgrade für deutliche Verbesserungen relativ gering ist, da die Systeme allein durch die notwendige Brennstoffaufbereitung und die niedrige Betriebstemperatur der Zellen ziemlich starr fixiert sind. Ein gewisser Entwicklungsspielraum besteht vor allem bei der Minimierung des Hilfsenergiebedarfs, der bei den zur Zeit erhältlichen Anlagen bei ca. 10 % der Gesamtstromerzeugung liegt. Die Arbeitsfähigkeit der Abwärme ist zu niedrig, so daß diese nur zur Heizzwecken verwendet werden kann. Das Potential für den elektrischen Wirkungsgrad liegt damit aus thermodynamischen und technologischen Gründen bei ca. 40 %.

In der dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung zeichnet sich die PEMFC gegenüber Vergleichstechnologien durch einen geringfügig höheren elektrischen Wirkungsgrad, niedrigere Schadstoff- und Schallemissionen sowie den zu erwartenden geringeren Wartungsaufwand aus. Der Einsatz dieser Zellen in der Gebäudeenergieversorgung oder zur Speisung von Nahwärmenetzen dürfte daher für die Fernwärmewirtschaft interessant sein, entsprechende Betriebs- und Finanzierungsmodelle, Contracting, etc. vorausgesetzt. Die PEMFC besitzt daher in der dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung ein hohes Einsatzpotential und wird sich am Markt gegenüber der PAFC infolge der genannten Vorteile durchsetzen.

PAFC

Die PAFC ist die Brennstoffzelle, die derzeit den höchsten technologischen Stand erreicht hat. Die PAFC von ONSI mit einer elektrischen Leistung von 200 kW wird seit zwölf Jahren gebaut, mittlerweile in der dritten Produktversion angeboten und auch in Europa vertrieben. Weltweit sind über 100 Anlagen in Betrieb. Infolge der niedrigen Leistungsdichte, etwa 40 % des Wertes von PEMFC, kommt diese Zelle für mobile Anwendungen nicht in Betracht. Ihr Einsatz beschränkt sich ausschließlich auf die stationäre Energieversorgung im Leistungsbereich unter 1 MW, was den Einsatzbereich dieser Zellen, die erreichbare kumulierte Leistung und damit das Kostensenkungspotential stark einschränkt.

Gegenüber Vergleichstechnologien in diesem Leistungsbereich und auch mit der PEMFC hat diese Zelle zwar einen höheren elektrischen Wirkungsgrad. Aus technologischen Gründen besitzt diese Zelle jedoch mehrere Nachteile, die den Einsatz dieser Zelle in der stationären Energieversorgung langfristig nicht interessant erscheinen lassen.

- 1) Der elektrische Wirkungsgrad liegt anfänglich bei ca. 40 %, sinkt aber mit steigender Benutzungsdauer wegen technisch bisher nicht beherrschbarer Leistungsdegradation. Nach etwa 40.000 Betriebsstunden wird ein Wert von ca. 35 % erreicht, wo ein Wechsel des Zellstapels erforderlich wird.
- 2) Bei Teillasten unter 50 % sinkt der elektrische Wirkungsgrad drastisch ab.
- 3) Die Zelle kann nie völlig außer Betrieb genommen werden, da der Zellstapel eine bestimmte Temperatur nie unterschreiten darf, um irreparable Schäden am Elektrolyten zu vermeiden.
- 4) Etwa 50 % der Abwärme der Zelle sind im feuchten Abgas der Zelle enthalten. Für die Gasaufbereitung ist Wasser erforderlich, welches aus dem Abgas gewonnen werden muß. Sowohl aus verfahrenstechnischen Gründen als auch um den Gesamtwirkungsgrad zu steigern, ist daher eine Abgaskondensation durchzuführen, welche netzseitige Rücklauftemperaturen von ca. 30 °C notwendig macht. Der Gesamtnutzungsgrad liegt daher bei den in Deutschland betriebenen Anlagen selten über 70 %.

Entwicklungspotentiale liegen vor allem in der Optimierung der Verfahrenstechnik der Zelle mit dem Ziel der Steigerung des Gesamtwirkungsgrades und der Lebensdauer der Brennstoffzelleneinheit. Der Hilfsenergiebedarf der Zelle liegt bei ca. 15 % /Krein/. Das langfristige Einsatzpotential dieser Brennstoffzellen ist eng mit der Lösung der genannten Betriebsprobleme und der Möglichkeit der Kostensenkung verknüpft. Auch die Marktentwicklung in diesem Leistungsbereich spielt eine Rolle. Sollten die Entwickler von PEMFC ihre gesteckten Ziele erreichen, so ist von einer Marktverdrängung der PAFC durch die PEMFC auszugehen.

MCFC

Der Elektrolyt der Zelle besteht aus einer Salzschnmelze, die bei 600 - 650 °C ihre optimale Ionenleitfähigkeit erreicht. Die MCFC arbeitet daher bei einer Temperatur von ca. 650 °C. Die Reformierung kann intern erfolgen, so daß für die Brennstoffaufbereitung kein zusätzlicher Brennstoff erforderlich ist. Das Potential für den elektrischen Wirkungsgrad der Brennstoffzelle ohne Nachschaltung eines Wärme-Kraft-Prozesses liegt daher bei ca. 50 %. Ab einer elektrischen Leistung von ca. 1 MW ist

die Nachschaltung einer Dampfturbine möglich, so daß Wirkungsgrade von ca. 60 bis 65 % erreichbar sind.

Die Leistungsdichte dieser Zellen ist verglichen mit anderen Brennstoffzellentypen gering (etwa 20 % der PEMFC), ein mobiler Einsatz dieser Zellen ist nicht möglich. Kostensenkungseffekte sind daher nur durch hohe Produktionszahlen im Einsatzsegment, stationäre Energieversorgung, möglich.

Da die Zelle sowohl mit CO als auch mit H₂ betrieben werden kann, ist der Einsatz eines breiteren Brennstoffbandes möglich. Selbst der Einsatz von Synthesegasen aus Veredlungsprozessen für feste Brennstoffe erscheint denkbar.

Die wichtigsten Arbeiten auf dem Gebiet der MCFC-Entwicklung werden in Japan, den USA und in Deutschland geleistet. In Deutschland arbeitet die MTU Friedrichshafen an diesem Zelltyp. Ergebnis der Entwicklungsarbeit ist ein MCFC-BHKW (Hot Module) mit einer elektrischen Leistung von ca. 280 kW und einer Wärmeleistung von ca. 180 kW. Diese Entwicklung zielt eindeutig auf den BHKW-Markt als Konkurrenz zu Gasturbinen und Motoren. Der elektrische Wirkungsgrad des Hot Module beträgt ca. 47 %. Die MTU arbeitet mit dem weltweit führenden Entwickler dieser Zellen, der amerikanischen Fa. Energy Research Company (ERC) zusammen, die in Santa Clara (Kalifornien) bereits eine 2 MW-Anlage dieses Zelltyps betrieben hat.

Veröffentlichungen zu diesen Brennstoffzellen weisen stets auf ein Reihe von Materialproblemen hin, die sich negativ auf die Lebensdauer der MCFC auswirken. Zur Zeit wird die Lebensdauer des Zellstapels mit ca. 20.000 Betriebsstunden angegeben. Zurückzuführen ist die geringe Lebensdauer des Zellstapels vor allem auf die Aggressivität des verwendeten Elektrolyten, die enorme Korrosionsprobleme verursacht und daher entsprechende Beschichtungs- und Stabilisierungstechnologien an den Bauteilen erfordert, die mit dem Elektrolyt in Berührung kommen.

Aus dem Betrieb der beiden Feldtesteinheiten der MTU in Dorsten und Bielefeld gingen folgende Ergebnisse bzw. weitere Aufgabenstellungen hervor /Huppmann/:

- 1) Erhöhung der Lebensdauer auf 40.000 Betriebsstunden durch die Verbesserung der Zelltechnologie, das Korrosionsproblem wird grundsätzlich als gelöst betrachtet.
- 2) Die entwickelte Bauform (Hot Module) hat sich als einsatzfähig erwiesen. Mit dieser hochintegrierten Bauform sind die gesteckten Kostenziele erreichbar.
- 3) Vorbereitung eines Prototypen, Serienproduktion und Kommerzialisierung der Zelle auf der Basis der Entwicklungsergebnisse.
- 4) Zusätzliche Projekte zum Betrieb der MCFC mit Biogas und anderen kohlenwasserstoffhaltigen Synthesegasen.
- 5) Qualifikation einer neuen Zelle mit erheblichem Kostensenkungspotential.

Langfristig besteht für diese Zelle noch erhebliches Entwicklungspotential, wobei das Wirkungsgradpotential für die Zelle ohne Nachschaltprozeß bei ca. 50 % liegt und mit den aktuellen Anlagen nahezu ausgeschöpft ist. Entwicklungsbedarf besteht deshalb vor allem bei kombinierten Prozessen sowie in betrieblichen Fragen, wie der Steigerung der Lebensdauer und in der Kostensenkung.

Die anvisierten Leistungsgrößen liegen bei zwischen 300 kW und ca. 20 MW. Es gibt aber auch Studien über Großkraftwerke auf der Basis von MCFC mit integrierter Kohlevergasung mit einer elektrischen Leistung von 500 MW /Moll/.

SOFC

Der Hintergrund für die Entwicklung von SOFC-Brennstoffzellen ist das hohe, bereits aufgezeigte Wirkungsgradpotential, das diese Anlagen neben dem Einsatz in der Kraft-Wärme-Kopplung für die dezentrale Stromversorgung interessant erscheinen lassen.

Die SOFC erreicht die höchste Arbeitstemperatur aller Brennstoffzellen, bis ca. 1.000 °C, die die Nachschaltung von Kraftwerksprozessen, aber auch die interne Reformierung ermöglicht. Der Einsatz einer Festkeramik als Elektrolyt läßt eine lange Lebensdauer erwarten. Durch die Leitung von Sauerstoffionen kann die SOFC wie die MCFC neben Wasserstoff auch andere Brenngase, wie Kohlenmonoxid oder kohlenwasserstoffhaltige Synthesegase, umsetzen. Infolge der hohen Temperatur ist im Gegensatz zu Niedertemperatur-Brennstoffzellen der Einsatz von Edelmetallkatalysatoren zur Reaktionsbeschleunigung nicht notwendig. Das Potential für den elektrischen Wirkungsgrad liegt bei 80 % für kombinierte Prozesse und bei 52 % für SOFC ohne Nachschaltprozeß.

1998 wurde in Arnheim eine 100 kW-Anlage von Siemens Westinghouse installiert, die 14.000 Betriebsstunden ohne nennenswerte Betriebsprobleme im Einsatz war und inzwischen außer Betrieb gegangen ist.

Die genannten Eigenschaften weisen der SOFC in Summe langfristig das höchste Entwicklungs- und Einsatzpotential in der Energie- und Kraftwerkstechnik zu. Während alle anderen Brennstoffzellentypen auf das Plattenkonzept als Konstruktionsprinzip der Brennstoffzelleneinheit angewiesen sind, sind bei der SOFC als Folge der Verwendung einer festen Keramik als Elektrolyt unterschiedliche Konstruktionsformen möglich. Das tubulare Konzept von Siemens Westinghouse ist technologisch am weitesten fortgeschritten. Das Plattenkonzept als am weitesten entwickelte Konkurrenztechnologie weist dagegen in wichtigen konstruktiven Fragen, wie der Beherrschung von Bauteildehnung und der Stapelabdichtung sowie der Herstellungsmöglichkeiten, deutliche Nachteile auf /Winkler/.

Nachgewiesen wurde, daß die Leistungsdichte und die Schnellstartfähigkeit beim tubularen Konzept im wesentlichen Funktionen des Röhrendurchmessers sind. Durch die Weiterentwicklung der Röhrengometrie zu kleineren Durchmessern besteht daher für die SOFC auch die Option des mobilen Einsatzes. Die Synergieeffekte, die bereits für die PEMFC-Brennstoffzellen erwartet werden, kämen dann auch bei der SOFC zum Tragen, was für die Kostenentwicklung dieser Zellen außerordentlich wichtig wäre.

Neben dem tubularen Konzept von Siemens Westinghouse gibt es alternative Röhrenkonzepte, die bereits vor ca. 30 Jahren entwickelt wurden /Sverdrup/. Durch die Weiterentwicklung der Fertigungstechnologien in diesem Bereich erscheinen auch diese Zellkonzepte wieder interessant, da sie durch die bessere Ausnutzung des thermodynamischen Potentials des Brennstoffes eine Erhöhung des exergetischen Wirkungsgrades versprechen (Abbildung 1–33).

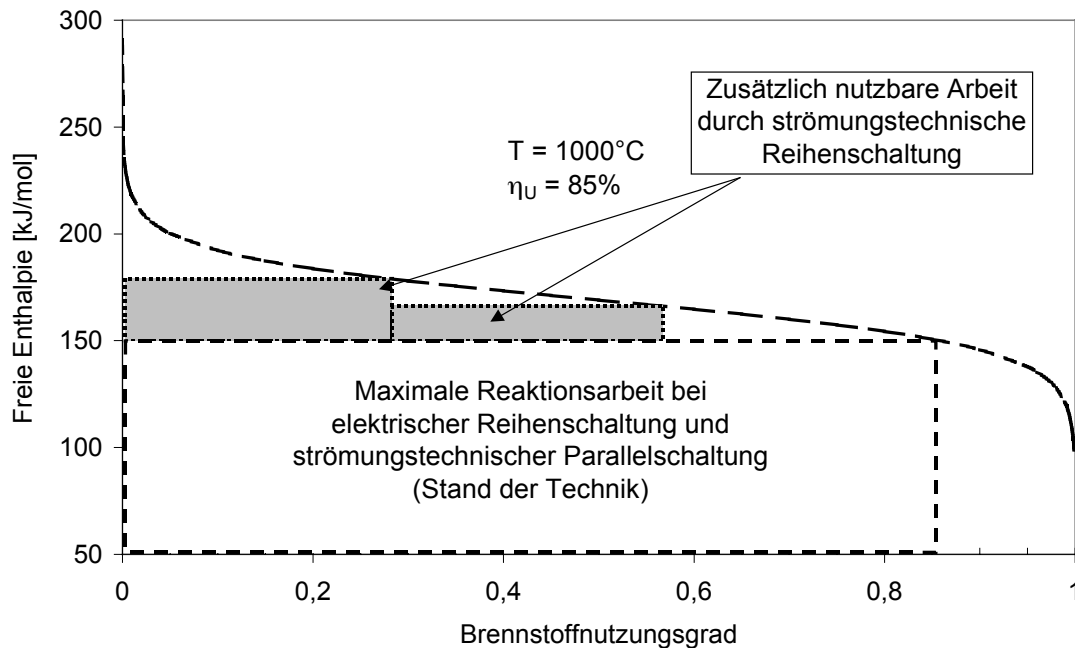


Abbildung 1–33: Arbeitsgewinn durch Kaskadierung

Hochtemperatur-Brennstoffzelle mit nachgeschalteten Wärme-Kraft-Prozessen

MCFC

Bei der MCFC erscheint ab einer Leistung von ca. 1 MW die Nachschaltung einer Dampfturbine möglich. Andere Prozesse, wie etwa Gasturbinen-Prozesse, kommen wegen der niedrigen Abwärmtemperatur nicht in Betracht. Anlagen dieser Art wurden bisher jedoch nicht realisiert, so daß über diese Anlagenkonfiguration bislang nichts ausgesagt werden kann.

Die anvisierten Leistungsgrößen liegen bei zwischen 300 kW und ca. 20 MW. Es gibt aber auch Studien über Großkraftwerke auf der Basis von MCFC mit integrierter Kohlevergasung mit einer elektrischen Leistung von 500 MW.

SOFC

Hohes Entwicklungspotential besteht bei der SOFC wegen der hohen Abwärmtemperatur im Bereich der kombinierten Kraftwerke. Das theoretische Potential für den elektrischen Wirkungsgrad dieser Anlagen liegt bei 80 %. Mit der derzeit verstärkten Entwicklung von Mikrogasturbinen deuten sich für kombinierte Prozesse auf der Basis von SOFC-Brennstoffzellen und nachgeschalteten Wärme-Kraft-Prozessen hoch-effiziente Lösungen auch im kleineren Leistungsbereich ab 250 kW elektrischer Leistung an. Siemens Westinghouse strebt im Bereich von 20 MW durch den Einsatz zweistufiger Anlagen mit Hoch- und Niederdruck-SOFC-Gasturbinenkreislauf elektrische Wirkungsgrade von 70 % an.

Zur Zeit wird an der University of California, Irvine, eine 220 kW SOFC-GT-Anlage getestet. Hier sind bisher keine nennenswerten Probleme aufgetreten. Der elektrische Wirkungsgrad der Anlage liegt zur Zeit bei 52 %. Durch geringfügige Änderungen sieht Siemens Westinghouse Steigerungsmöglichkeiten um bis zu 5 Prozent-

punkte auf 57 % /Hassmann/. Die RWE AG plant in Essen die Errichtung einer solchen Kombianlage mit einer elektrischen Leistung von 300 kW.

Interessant ist auch, daß sich im Leistungsbereich von 1 MW atmosphärische Anlagen ohne Nachschaltprozeß und druckbetriebene Anlagen mit Gasturbine von den Kosten her nur sehr wenig unterscheiden werden. Dies wird dazu führen, daß in bezug auf die SOFC kombinierte Prozesse den Markt dominieren werden.

In der Kraft-Wärme-Kopplung werden bei Markteintritt dieser Anlagen neue Versorgungskonzepte erforderlich. SOFC-Gasturbinenkreisläufe zeichnen sich durch hohe elektrische Wirkungsgrade auch im kleineren Leistungsbereich aus. Diese Anlagen sind sehr gut in der Kraft-Wärme-Kopplung einsetzbar, da prinzipiell die Abwärme aus der Gasturbine für die Wärmeversorgung genutzt werden kann, wobei im Gegensatz zu anderen Technologien keine Senkung der Stromausbeute bei der Abwärmenutzung erfolgt. Da sich SOFC-Gasturbinenkreisläufe durch einen hohen elektrischen Wirkungsgrad auszeichnen, ist es primärenergetisch sinnvoller, wenn diese Anlagen auch vorrangig zur Stromerzeugung genutzt werden. Diese Anlagen werden demnach vor allem stromgeführt betrieben und von der elektrischen Leistung her so ausgelegt, daß die maximale Abwärme bei voller elektrischer Leistung gerade der maximalen Wärmeleistung des Verbrauchers entspricht. So werden hohe Benutzungsstunden der Anlage möglich bei gleichzeitiger vollständiger Wärmeversorgung.

Interessant könnten auch andere Versorgungsvarianten sein, wie etwa die kombinierte Bereitstellung von Elektroenergie und Wärme durch eine Kombination von SOFC-Gasturbinenkraftwerken und Wärmepumpen.

Hinsichtlich des Einsatzes von Hochtemperatur-Brennstoffzellen in der klassischen Kraftwerkstechnik ist derzeit noch kein Entwicklungstrend zu hohen Einheitsleistungen zu erkennen. Mittelfristig ist mit der Entwicklung von Kraftwerken bis maximal 10 MW zu rechnen, da in diesem Leistungsbereich weltweit ein hohes Einsatzpotential gesehen wird. Langfristig sollen auch Anlagen mit höheren Leistungen entwickelt werden /Hassmann/.

In den nächsten 10 Jahren rechnet Siemens Westinghouse in Deutschland mit einer kumulierten Leistung für SOFC-GT-Anlagen von maximal 600 MW /Hassmann/.

1.3.3.4 Entwicklungsziele der Anlagenhersteller und erwartete Investitionskosten

Brennstoffzellen stehen erst am Anfang ihrer technologischen Entwicklung. Die derzeit veröffentlichten Investitionskosten sind demzufolge in der Regel Kosten für Prototypen bzw. Demonstrationsanlagen. Ziel weiterer Forschungs- und Entwicklungsarbeiten der Hersteller ist es unter anderem, die Kosten so weit zu reduzieren, daß ihre Anlagen im Markt wettbewerbsfähig mit den vorhandenen Konkurrenztechnologien, also fossilbefeuerten Heizkraftwerken verschiedener Größenordnungen bzw. Gebäudeheizungssysteme, sind. Tabelle 1–24 enthält eine Zusammenstellung der Entwicklungs- und Kostenziele verschiedener Hersteller.

Bei den AFC strebt das Herstellerunternehmen ZetekPower als weltweit bislang einziges Unternehmen, das auf die Marktentwicklung dieses Brennstoffzellentyps setzt, den Aufbau einer Produktionsstraße mit einer Kapazität von 30 MW_{el} pro Jahr an. Diese Kapazität soll Ende 2001 am Produktionsstandort Köln erreicht werden. Da kein Platin als Katalysator verwendet wird, ist die Stackherstellung relativ kostengünstig. Die Herstellungskosten sollen von 1.500 \$/kW_{el} für die Erstserie auf 500 \$/kW_{el}

Ende 2001 und auf 150 $\$/kW_{el}$ Ende 2005 sinken. Als langfristig erreichbares Kostenziel gelten 25-30 $\$/kW_{el}$ /E & M 7/2001/.

Bei der PAFC wurden von der ONSI Corporation bis 1998 weltweit 180 Stück vom Typ PC25C verkauft. Der Preis betrug rund 3.000 $\$/kW_{el}$. Die hohen Verkaufszahlen kamen insbesondere dadurch zustande, daß ein Drittel der Kosten, also etwa 1.000 $\$/kW_{el}$, durch ein spezielles Förderprogramm finanziert wurde. Die nächste Anlagen-generation, Typ PC25D, wird etwa 2.000 $\$/kW_{el}$ kosten. Nach Schätzungen von ONSI dürfte es möglich sein, die Kosten bei einer Fertigungsstückzahl von 700 Anlagen auf 1.500 $\$/kW_{el}$ zu reduzieren /Rabitsch 2000/.

Bei der PEMFC hat das kanadische Unternehmen Ballard Power die technologische Führungsrolle. Ein wesentliches Ziel von Ballard ist es, gemeinsam mit Daimler-Chrysler und Ford ein Brennstoffzellenaggregat für die Automobilanwendung serien-reif zu machen. Zusätzlich hat Ballard auch begonnen, eine PEMFC kleiner Leistung für den KWK-Bereich zu entwickeln und wird diese gemeinsam mit der Firma Alstom in den Markt einführen. Der erste 250 kW_{el} -Prototyp wurde 1997 gebaut; die erste Demonstrationsanlage wurde im Jahre 1998 für 6.000 $\$/kW_{el}$ verkauft. In einem derzeit laufenden europäischen Feldversuch werden sechs Anlagen bei verschiedenen Randbedingungen und Einsatzorten (Berlin, Basel, Lüttich, Forbach, Stuttgart, Oberhausen) erprobt /Barisic 2001/. Als Kostenziele werden von Ballard 1.500 $\$/kW_{el}$ für die nächsten zwei Jahre angegeben. Im Leistungsbereich unter 10 kW_{el} arbeiten mehrere Unternehmen an der Entwicklung von PEMFC. So arbeitet Ballard über Lizenzvereinbarungen mit dem Unternehmen Vaillant zusammen, das eine PEMFC kleiner Leistung für den Mehrfamilienhausbereich (1 - 4,6 kW_{el} , 1,5 bis 7 kW_{th}) mit Zielkosten von 3.000 DM/ kW_{el} (1.450 $\$/kW_{el}$) entwickelt /Klinder 2001/. Analytic Power arbeitet an der Entwicklung einer 3 kW_{el} -PEMFC mit erwarteten Kosten von 1.266 $\$/kW_{el}$ für die ersten 10.000 Einheiten sowie 1.027 $\$/kW_{el}$ für die ersten 100.000 Einheiten. Plug Power nennt ein Kostenziel von 429 $\$/kW_{el}$ für die von dem Unternehmen entwickelte PEMFC mit einer Leistung von 7 kW_{el} /Rabitsch 2000/.

Bei den MCFC entwickelte die amerikanische Energy Research Corporation (ERC) (heute Fuel Cell Energy (FEC)) eine Anlage mit einem in die Brennkammer integrierten Reformer. Eine Anlage dieses Typs wurde als 1.800 kW_{el} -Demonstrations-anlage mit Entwicklungskosten von 29.667 $\$/kW_{el}$ in Santa Clara, Kalifornien, errichtet. In Deutschland arbeitet MTU Friedrichshafen, innerhalb des DaimlerChrysler-Konzerns, zuständig für den Bereich Energietechnik, an der Entwicklung einer serienreifen Karbonatschmelzen-Brennstoffzelle. Eine MCFC nach dem Hot-Module-Concept wurde 1997 als Versuchsanlage bei der Ruhrgas AG in Dorsten zum ersten Mal aufgebaut und getestet. Die in diesem Feldversuch erreichten Ergebnisse legten den Grundstein für den Feldversuch mit mehreren Testanlagen im praktischen Einsatz. Die Stadtwerke Bielefeld betreiben derzeit das erste Hot Module in Kunden-hand. Die Anlage speist Strom und Prozeßdampf in das Netz der Stadtwerke Bielefeld ein und erreichte einen elektrischen Wirkungsgrad von 47 %. Im laufenden Jahr sollen drei weitere Feldversuchsanlagen in Deutschland ans Netz gehen. Ferner soll die Montagekapazität auf 12 Anlagen für dieses Jahr und auf 24 Anlagen für nächstes Jahr erweitert werden. MTU erwartet eine breite Marktöffnung für Anlagen unter 1 MW_{el} bei Zielkosten von 2.500 DM/ kW_{el} (1.200 $\$/kW_{el}$), die bei einer Produktionskapazität von 40 bis 50 MW/a erreichbar sind /Kraus 2001/. Auch andere Unternehmen (Fuel Cell Commercialization Group, M-C Power) und das amerikanische Energieministerium (DOE) schätzen die MCFC-Kosten bei Serienfertigung auf 1.250 bis 1.200 $\$/kW_{el}$ /Rabitsch 2000/.

Bei der SOFC werden von Sulzer-Hexis, dem technologischen Führer bei SOFC-KWK kleiner Leistung (1 bis 3 kW_{el}, 3 bis 16 kW_{th}), Zielkosten von 1.000 \$/kW_{el} für das Jahr 2010 angegeben. Siemens entwickelt ebenfalls SOFC, allerdings in größeren Leistungsbereichen. Das Unternehmen erwartet Kosten von 1.500 \$/kW_{el} für ein 400 kW_{el}-Aggregat mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 53 % sowie Kosten von 760 \$/kW_{el} für eine druckbetriebene 10 MW_{el}-SOFC mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 63 %. Die Erwartungen von Westinghouse, jetzt Teil des Siemens-Konzerns, liegen ebenfalls in dem Kostenband um 1.500 \$/kW_{el}, jedoch für eine mit einer Gasturbine kombinierte SOFC mit einer Leistungspalette von 250 kW_{el} bis 7 MW_{el}. Der Beginn der Fertigung von SOFC könnte gemäß Siemens 2001 sein, die Kostenziele dürften 2007 bis 2008 erreicht werden. Darüber hinaus arbeiten verschiedene Unternehmen an der Weiterentwicklung des Westinghouse-Konzepts, so z. B. eine Gruppe von sechs dänischen Unternehmen unter Leitung von ELSAM, eine Gruppe von fünf niederländischen Verteilerunternehmen (EDB) und andere.

| Hersteller/Typ | Zeitpunkt | Stückzahl/Anlage | Leistung (kW _{el}) | Kosten (\$/kW _{el}) |
|-----------------------------------|-------------|--------------------------|------------------------------|-------------------------------|
| AFC | | | | |
| ZeTek Power | 2001 | Beginn Serienfertigung | ca. 20 | 1.500 |
| ZeTek Power | 2001 | Serienfertigung | ca. 20 | 500 |
| ZeTek Power | 2005 | Serienfertigung | ca. 20 | 150 |
| ZeTek Power | langfristig | Serienfertigung | ca. 20 | 25-30 |
| PAFC | | | | |
| ONSI Corporation/ PC25C | bis 1997 | 180 | 200 | 3.000 |
| ONSI Corporation/ PC25D | Zukunft | 700 | 200 | 1.500 |
| PEMFC | | | | |
| Ballard | 1998 | Demonstrationsanlage | 250 | 6.000 |
| Ballard | Zukunft | Kommerzielle Anlage | 250 | 1.500 |
| Vaillant | Zukunft | Kommerzielle Anlage | 1-4,6 | 1.450 |
| Analytic Power | Zukunft | 10.000 | 3 | 1.266 |
| Analytic Power | Zukunft | 100.000 | 3 | 1.027 |
| Plug Power | Zukunft | Serienfertigung | 7 | 429 |
| MCFC | | | | |
| Santa Clara | Gegenwart | Demonstrationsanlage | 1.800 | 29.667 |
| Santa Clara | 2002 | Kommerzielle Anlage | | |
| MTU Friedrichshafen | Zukunft | Serienfertigung | < 1.000 | 1.200 |
| Fuel Cell Commercialization Group | Zukunft | 40-50 % el. Wirkungsgrad | | 1.250 |
| M-C Power | 2002 | Serienfertigung | 175 | 1.200 |
| DOE | Zukunft | 80 % Nutzungsgrad | 4.000 | 1.200 |
| SOFC | | | | |
| Sulzer-Hexis | 2010 | Entwicklung | 1 | 1.000 |
| Siemens | Zukunft | 53 % el. Wirkungsgrad | 400 | 1.500 |
| Siemens | Zukunft | 63 % el. Wirkungsgrad | 10.000 | 760 |
| Westinghouse | 2003 | | 250-7.000 | 1.500 |
| EDB/ELSAM | Zukunft | 75 % Nutzungsgrad | | 100 |
| Gas Research Institute | Zukunft | 42 % el. Wirkungsgrad | | 1.042 |

Tabelle 1–24: Entwicklungsziele und Investitionen von Brennstoffzellenanlagen /Barisic 2001/, /E & M 7/2001/, /Klinder 2001/, /Kraus 2001/,/Rabitsch 2000/

1.3.3.5 Zusammenfassung

Hervorgerufen durch die Einsicht in die Notwendigkeit einer nachhaltigen Energieversorgung treten Brennstoffzellen seit Beginn der 90er Jahre immer stärker in den Vordergrund energietechnischer Entwicklungen. Sowohl für mobile Anwendungen als Antriebsquelle für Kraftfahrzeuge, Lokomotiven und Schiffe als auch für stationäre Anwendungen als Blockheizkraftwerke (BHKW) sind Prototypanlagen im Einsatz, die die grundsätzliche Eignung und die ökologischen Vorteile solcher Alternativen zu den klassischen thermodynamischen Kreisprozessen demonstrieren.

Die Betriebsweise heutiger kommerziell erhältlicher Niedertemperatur-Brennstoffzellen ist mit der von herkömmlichen Blockheizkraftwerken (Verbrennungsmotor, Gasturbine) vergleichbar. Meistens werden sie in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) zur Energieversorgung ganzer Gebäude betrieben. Aus zahlreichen Demonstrationsprojekten sind erste praktische Erfahrungen gesammelt worden, die unter dem Gesichtspunkt der Einsparung von Primärenergie realistisch eingeschätzt werden müssen.

Aus physikalischen und technologischen Gründen liegt der Vorteil der Niedertemperatur-Brennstoffzellen weniger in der Brennstoffeinsparung, sondern eher in geringeren Schadstoff- und Schallemissionen und dem geringeren Wartungsaufwand. Gegen Verbrennungsmotoren im betrachteten Marktsegment werden sie sich durchsetzen, wenn sich diese Brennstoffzellen zu konkurrenzfähigen Preisen herstellen lassen, was zur Zeit noch nicht der Fall ist.

Klein-Brennstoffzellen mit elektrischen Leistungen bis 10 kW zur Energieversorgung von kleinen Gebäuden stellen eine interessante Alternative zur bisher praktizierten ungekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme in diesem Leistungsbereich dar. Durch eine integrale Betrachtung und die Einbeziehung des Verbraucherverhaltens zeigt sich aber, daß diese Anwendung der Brennstoffzelle dem Heizkessel primär-energetisch nur geringfügig überlegen ist. Verglichen mit BHKW im Leistungsbereich von 0,5 bis 1 MW mit angeschlossenem Nahwärmenetz oder einem GuD-Kraftwerk und Fernwärmeversorgung stellt die Klein-Brennstoffzelle die primär-energetisch schlechtere Lösung dar. Klein-Brennstoffzellen sind aus diesem Grund nur in Gebieten mit sehr niedriger Wärmebedarfsdichte einzusetzen.

Mit Hinblick auf das vorrangige Einsatzgebiet von Klein- und Niedertemperatur-Brennstoffzellen, die dezentrale Kraft-Wärme-Kopplung, ist diese Gattung der Brennstoffzellen energiepolitisch allenfalls von geringer Bedeutung.

Unter dem Gesichtspunkt der Einsparung von Primärenergie sind langfristig Hochtemperatur-Brennstoffzellen als Ersatz für die in Wärmekraftwerken erforderliche Brennkammer am interessantesten. Die Wirkungsgradpotentiale derartiger Prozeßkombinationen liegen bei 80 %. Im Leistungsbereich ab 250 kW deuten sich mit SOFC und nachgeschalteten Mikrogasturbinen hocheffiziente technologische Lösungen an, die bereits jetzt elektrische Wirkungsgrade von modernen GuD-Kraftwerken erreichen. Im Leistungsbereich bis 20 MW werden von den Entwicklern 70 % Wirkungsgrad angestrebt. Für die Fernwärmeversorgung stellen diese Anlagen aufgrund des hohen elektrischen Wirkungsgrades eine besonders interessante Alternative zu jetzigen Technologien dar.

Die von den Herstellern erwartete Marktentwicklung für SOFC-GT-Anlagen zeigt jedoch, daß diese Anlagen in der Energieversorgung mittelfristig nur eine untergeordnete Rolle spielen werden. Inwieweit ab 2010 Anlagen mit größeren Einheitsleistun-

gen entwickelt und angeboten werden, kann zum gegenwärtigen Zeitpunkt noch nicht abgeschätzt werden.

1.3.4 Wärmepumpen in der Nah- und Fernwärmeversorgung

In einigen Ländern, die über viel Wasserkraft verfügen, spielen Wärmepumpen traditionell und gegenwärtig eine große Rolle. Dabei ist zwischen Klein-Wärmepumpen für Eigenheime (besonders in Deutschland, Aösterreich und ChSchweiz, die sich zur „DACH“-Vereinigung zusammengeschlossen haben) und Groß-Wärmepumpen (besonders in Schweden bis zu etwa 100 kW) zu unterscheiden.

In einer Zeit sinkender Stromvergütung aus BHKW und steigender Gaspreise dürfte das Gasmotor-Wärmepumpen-Konzept wieder interessant werden, das z. B. von Thyssen-Energie-Systeme GmbH entwickelt wurde und erfolgreich an zahlreichen Standorten arbeitet. Im veränderten Energiemarkt in Deutschland und Europa sollte dieses Konzept aus wirtschaftlichen und ökologischen Gründen weiterentwickelt und optimiert werden. Grundsätzlich ist folgender Aufbau einer Gasmotor-Wärmepumpe üblich:

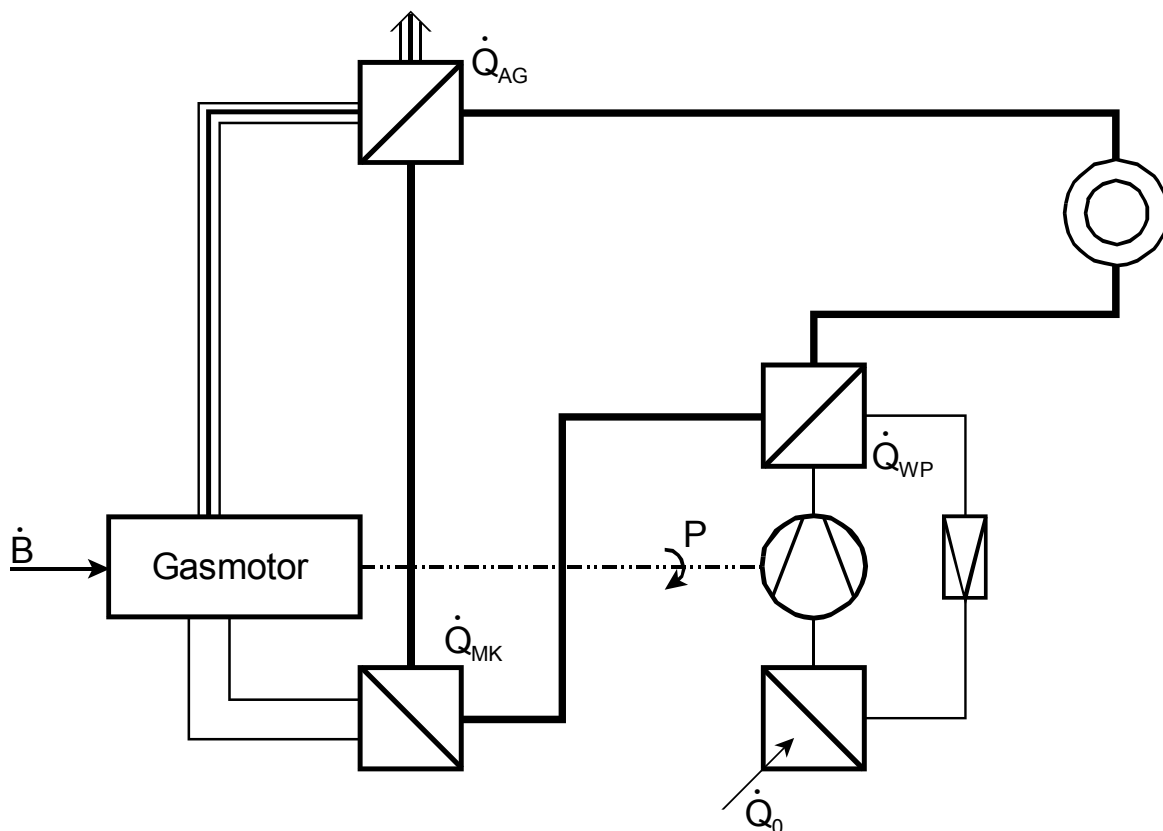


Abbildung 1–34: Gasmotor-Wärmepumpe mit Luft als Wärmequelle

Energieströme:

\dot{H}_{Br} : Brennstoffenergiestrom $\dot{m}_{Br} \cdot H_U$

P : mechanische Leistung des Gasmotors = Antriebsleistung der WP

\dot{Q}_{MK} : Wärmestrom im Motorkühler

\dot{Q}_{AG} : Wärmestrom im Abgaskühler

\dot{Q}_{KWP} : Wärmeabgabestrom der Kompressions-WP

\dot{Q}_0 : Wärmeaufnahmestrom der WP

Kennziffern der Einzelaggregate:

Wirkungsgrad des Motors: $\eta_{GM} = (P + \dot{Q}_{AG} + \dot{Q}_{MK}) / \dot{B}$

Leistungszahl der Kompressions-WP: $\varepsilon_{KWP} = \dot{Q}_{WP} / P$

Stromkennzahl des Motors: $\sigma = P / (\dot{Q}_{AG} + \dot{Q}_{MK})$

Wärmeverhältnis der Gesamtanlage:

$$\xi_{ges} = \frac{\dot{Q}_{AG} + \dot{Q}_{MK} + \dot{Q}_{KWP}}{\dot{B}} = \frac{1 + \sigma \cdot \varepsilon_{KWP}}{1 + \sigma} \cdot \eta_{GM}$$

Mit heute üblichen Standardwerten von $\eta_{GM} = 0,85$; $\sigma = 0,7$ und $\varepsilon_{WP} = 3,5$ errechnet sich $\xi_{ges} = 1,725$.

Eine Modifikation der Schaltung ist in zwei Punkten empfehlenswert:

1. Kopplung von Gasmotor und Verdichter durch elektrische Maschinen (Generator → Elektromotor)
2. Nutzung des Abgaswärmestromes zur zusätzlichen thermischen Verdichtung, z. B. in einer Absorptionswärmepumpe.

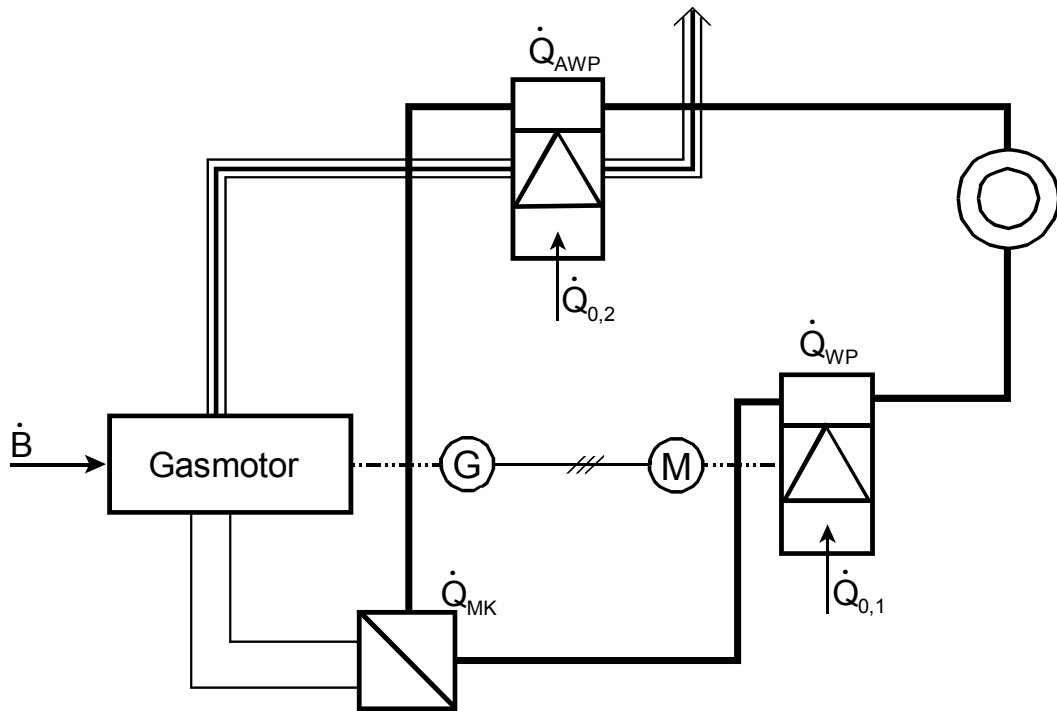


Abbildung 1–35: Gasmotor mit Kompressions- und Absorptionswärmepumpe

Der Tageslastgang könnte bezüglich Strom und Wärme qualitativ folgenden, in Abbildung 1–36 dargestellten Verlauf haben:

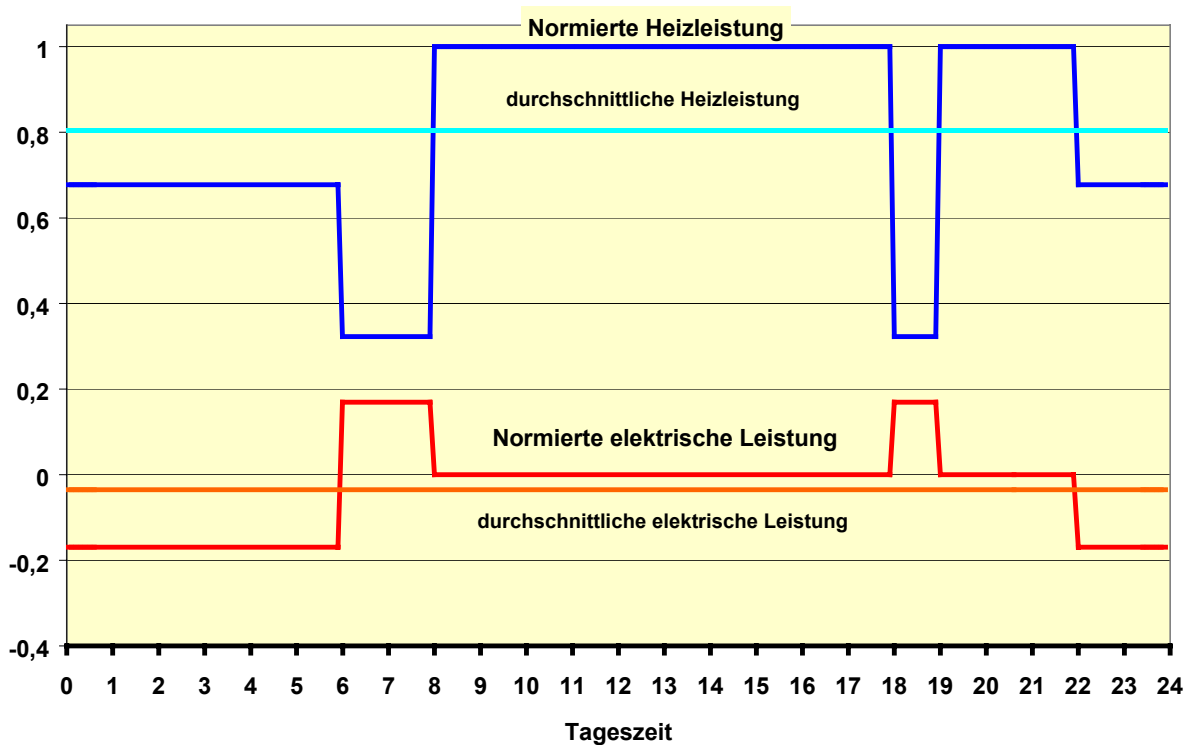


Abbildung 1–36: Tagesganglinie der elektrischen und der Wärmeleistung

Eine ökonomische Abschätzung ist in Abbildung 1–37 zu erkennen. Aufgetragen sind die spezifischen Wärmekosten ab BHKW bzw. GMWP über dem spezifischen Brennstoffpreis. Unter den angenommenen ökonomischen Voraussetzungen, die zu präzisieren waren, schneidet die GMWP oberhalb eines Gaspreises von ca. 4,5 Pf/ kWh besser ab als das BHKW, eine Stromvergütung von 8 Pf/kWh vorausgesetzt, was dem KWK-Gesetz in etwa entspricht.

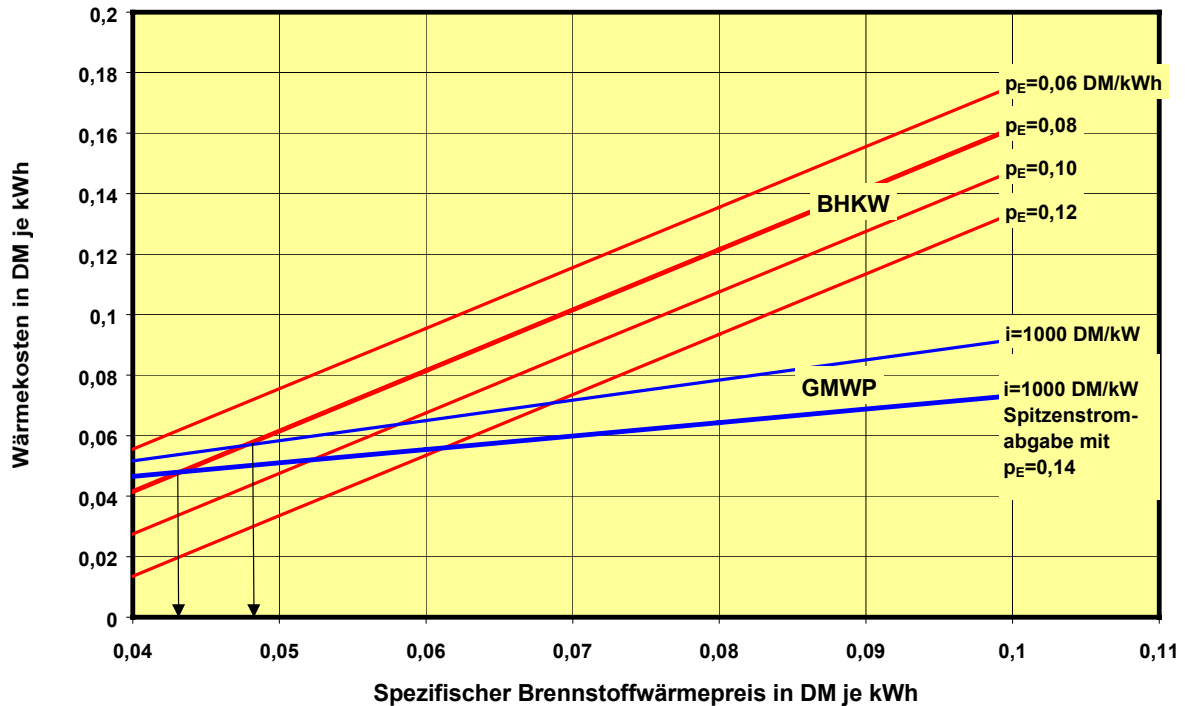


Abbildung 1–37: Wärmerestkosten bei BHKW und GMWP

Führen wir zusätzlich zu den genannten dimensionslosen Kennziffern mit $\kappa = \dot{Q}_{AG} / \dot{Q}_{MK}$ und $\xi_{AWP} = \dot{Q}_{AWP} / \dot{Q}_{AG}$ zwei weitere ein, so berechnet sich das gesamte Wärmeverhältnis der Schaltung zu

$$\xi_{ges} = \frac{\xi_{AWP} + \frac{1 - \xi_{AWP}}{1 + \kappa} + \epsilon_{KWP} \cdot \sigma}{1 + \sigma} \cdot \eta_{GM}$$

Unter Vorgabe von $\kappa = 2$ und $\xi_{AKM} = 1,5$ errechnet sich $\xi_{ges} = 1,89$. Die Absorptionswärmepumpe kann als Wärmequelle die Restenthalpie des Abgases nutzen und das Abgas sogar in den Kondensationsbereich (Brennwertnutzung) herunterkühlen. Die Restwärmekapazität bei Brennwertnutzung beträgt

$$\xi_{BW} = \frac{\Delta \dot{H}_{AG}}{\dot{B}} + \frac{H_o - H_u}{H_u} = 0,15 + 0,12 = 0,27$$

und liegt somit höher als der spezifische Wärmezuführungsbedarf $\dot{Q}_{0,2} / \dot{B}$:

$$\Delta\xi = \xi_{\text{ges},2} - \xi_{\text{ges},1} = \frac{\dot{Q}_{0,2}}{\dot{B}} = 1,89 - 1,725 = 0,165$$

Eine Reduzierung der Abgasverluste im Austreiber der AWP auf $\Delta\dot{H}_{\text{AG}} / \dot{B} \leq 0,1$ würde noch genug Abgasenthalpie für die Deckung von $\dot{Q}_{0,2}$ im Verdampfer der AWP liefern und das Wärmeverhältnis aber auf $\xi_{\text{ges}} = 1,89 \cdot 0,9 / 0,85 = 2,00$ steigern.

Welche Vorzüge hat diese neue Konfiguration?

- 1) Der Gasmotor kann zeitweise preislich gut absetzbaren Spitzenstrom erzeugen.
- 2) Die Elektrowärmepumpe kann mit preiswertem Nachtstrom aus dem elektrischen Netz betrieben werden.
- 3) Im Gasmotor-Wärmepumpenbetrieb wird ein Wärmeverhältnis von 2 erreicht, d. h., es wird spezifisch nur halb soviel Brennstoff eines Brennwertkessels benötigt.

1.4 Technikcharakterisierung durch Nutzung von Lern- bzw. Erfahrungskurven ausgewählter Technologien zur Erzeugung von Strom und Wärme

1.4.1 Charakterisierung zukünftiger Technologieparameter

Die Einschätzung der Entwicklung bestimmter Technologieparameter in der Zukunft, wie z. B. der Leistungen, Wirkungsgrade und Kosten von Anlagen oder Geräten, ist von wesentlicher Bedeutung für die Marktteilnehmer, die als Verkäufer oder Käufer eines Produktes im Markt auftreten. Denn aus einer frühen Erkenntnis von Änderungen lassen sich unmittelbar geschäftliche Vorteile im Wettbewerb mit anderen Marktteilnehmern erzielen. Handelt es sich bei dem Produkt um eine mit Fördermitteln finanzierte Technologie, ist auch der Fördermittelgeber an dieser Einschätzung interessiert, denn daraus kann er den Fördermittelbedarf ableiten. Im Mittelpunkt der Fragen, die die Entwicklung von Technologien betreffen, stehen daher zwei Fragen:

- Welche technischen Fortschritte können für ein Techniksystem zu welchem Zeitpunkt bzw. in welchem Zeitraum und zu welchen Kosten im Markt erwartet werden?
- Welche Mechanismen können diese Entwicklung beschleunigen oder begünstigen?

Zur Beantwortung dieser Fragen wurden in der Vergangenheit üblicherweise Experten befragt und Prognoseverfahren auf Basis von Trendmethoden verwendet. Beide Maßnahmen haben die Erwartungen nicht immer erfüllen können. Als ein weiteres Instrument der zukünftigen Technikcharakterisierung ist seit einiger Zeit der Ansatz von Lern- bzw. Erfahrungskurven verfügbar. Lern- bzw. Erfahrungskurven begründen sich auf empirische Lern- und Erfahrungsprozesse, die in der Vergangenheit zu meßbaren Kostenreduktionen bei der Herstellung der entsprechenden Techniksysteme geführt haben. Je nach Technologie oder Branche können mit Hilfe historischer Daten unterschiedliche Kosteneinsparungen beobachtet werden. Die lern- und erfahrungsinduzierten Kosteneffekte entstehen durch zunehmende Fertigungserfahrung (z. B. Aufdecken von Ineffizienzen im Ablauf), Rationalisierung und der Umsetzung technischer Verbesserungen (z. B. verbesserte Produktionsverfahren). Hinzu kommen Skaleneffekte aufgrund größerer Stückzahlen, die sich in Betriebsgrößensparnissen (economics of scale) und Verbundkostenvorteilen (economics of scope) auswirken. Die Betriebsgrößensparnisse ergeben sich, da

- ein geringerer Investitionsbedarf pro Kapazitätseinheit bei größeren Anlagen besteht,
- verbesserte Spezialisierungsmöglichkeiten bestehen,
- häufig gleiche Personalkosten anfallen (gleich große Bedienmannschaft),
- sinkende Rüstkosten entstehen,
- Mengenrabatte für Teilkomponenten gewährt werden und
- allgemein eine Fixkostendegression ausgenützt werden kann.

1.4.2 Theorie der Lern- bzw. Erfahrungskurve

Lern- bzw. Erfahrungskurven wurden zunächst für die Analyse und Einschätzung von Produktionskosten bei technischen Systemen, die einem ständigen Wandel unterliegen, verwendet /Wene 2000/. Eines der ersten Anwendungsbeispiele war in den

30er Jahren des vergangenen Jahrhunderts die Kostenanalyse in den schnell expandierenden Betrieben der Flugzeugindustrie. Aus Erfahrungen und Wissen abgeleitete Informationen lassen sich jedoch grundsätzlich auch für andere Technikparameter, z. B. für die Wirkungsgrade oder Anlagenverfügbarkeiten bei Energietechnologien, entwickeln. In dem Fall, wo der Zusammenhang zwischen Produktkosten und Stückzahl von Techniksystemen zu ermitteln ist, wird durch das Modell der Erfahrungskurve jeweils eine beobachtete Verdopplung der kumulierten Fertigungsstückzahl zugrunde gelegt, wobei durch die Lernkurvenfunktion empirisch beschrieben wird, um wieviel sich die Produktionskosten in der betrachteten Zeitperiode haben verringern lassen.

In mathematischer Formulierung sieht die (kostenbezogene) Lernkurvenfunktion wie folgt aus:

$$Y_n = A \cdot X^\beta$$

mit

Y_n : Kosten der n-ten Produkteinheit

X : Kumulierter Betrag der Produktion von der ersten bis zur n-ten Einheit

A : Kosten der ersten Produkteinheit

β : Koeffizient der Kostenabnahme mit der kumulierten Produktion

Wenn gilt, daß X_b gleich der doppelten kumulierten Produktionsmenge verglichen mit X_a ist, also:

$$X_b = 2 \cdot X_a$$

dann ist der Fortschrittsindex F (oder Progress Ratio PR) das Verhältnismaß für die Kostenänderung, also:

$$F = Y_b/Y_a = (X_b/X_a)^{-\beta} = 2^{-\beta}$$

und

$$\beta = -\log F / \log 2$$

F wird häufig auch in Prozentzahlen ausgedrückt und zeigt dann an, um wieviel Prozent sich die Produktionskosten bei einer Verdopplung der kumulierten Fertigungsstückzahl ändern. Abbildung 1–38 zeigt eine typische Lernkurve mit einem anfänglich steilen, dann nach und nach flacher abfallenden Kostenverlauf bei Zunahme der kumulierten Produktionsmenge. Dieser Kurvenverlauf läßt sich in einer doppelt-logarithmischen Darstellung auch in Form einer Geraden darstellen, deren Anstieg durch den Kostenkoeffizienten β bestimmt wird. Der Fortschrittsindex ist gewöhnlich klein (steiler Kurvenanstieg) in kapitalintensiven Branchen und groß (flacher Kurvenanstieg) in arbeitsintensiven Branchen. In der Vergangenheit wurden z. B. Fortschrittsindexwerte von 70 bis 80 % für die Halbleiterindustrie und von 85 bis 95 % für die Maschinenbauindustrie abgeleitet /Tsuchiya 2000/.

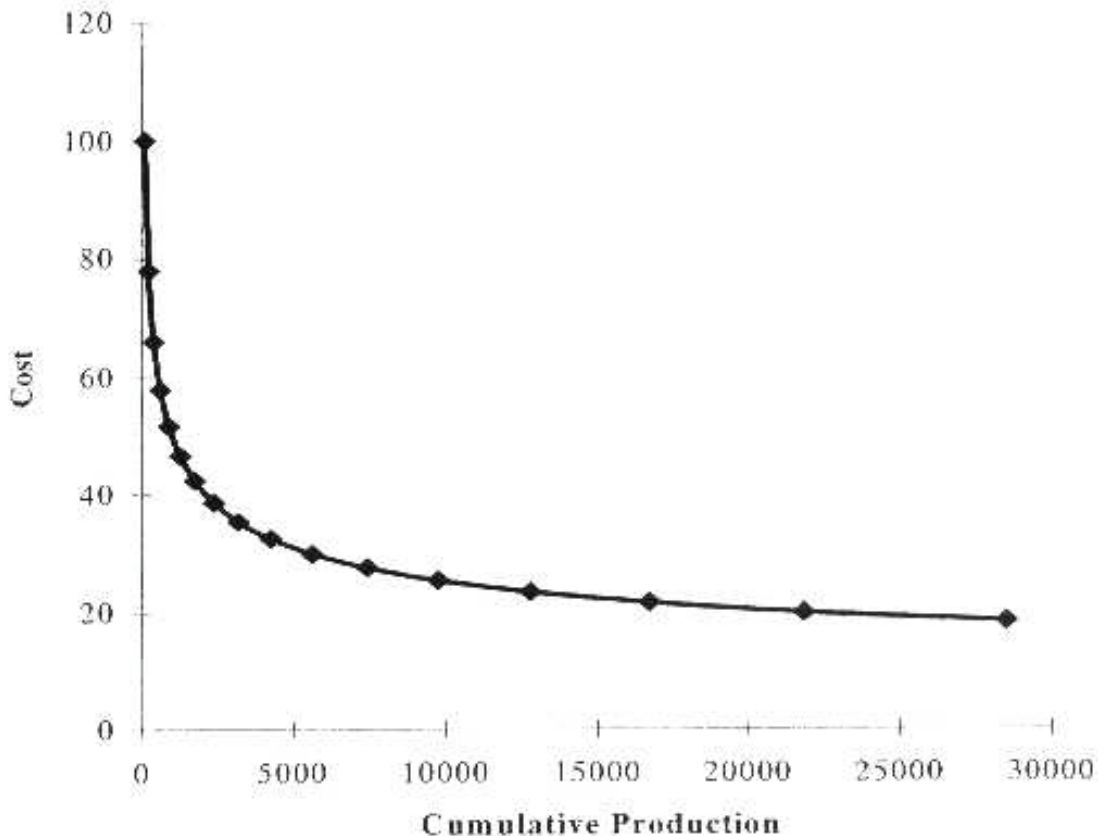


Abbildung 1–38: Beispiel einer typischen Lernkurve

Das Instrument der Lernkurvenanalyse für die Technikcharakterisierung ist seit einigen Jahren erprobt und erfolgreich eingesetzt worden, insbesondere dort, wo neue Produktionsverfahren große Skalierungseffekte bei den produzierten Systemen gebracht haben (z. B. in der Automobilindustrie, Luftfahrtindustrie, Halbleiter- oder Photovoltaikindustrie). Bei der Anwendung des Lernkurvenmodells sind allerdings wichtige Einschränkungen zu berücksichtigen:

- Lernkurven haben keine zeitliche Dimension; es ist daher unbekannt, wann sich die kumulierte Produktion verdoppelt.
- Die Kostenreduktionen werden typischerweise mit Zunahme der kumulierten Produktionsmenge kleiner.
- Die Kostenreduktionen können auch durch Substitutionseffekte im Produkt bzw. durch eine produktorientierte Neukonzeption erzielt werden.

Insgesamt bewertet, ist der Lernkurvenansatz nur ein methodisches Hilfsmittel zur Charakterisierung der möglichen zukünftigen Entwicklung von Technologien. Für eine fundierte Abschätzung solcher Entwicklungen bedarf es der Ergänzung durch technisch-ökonomische Analysen der Kostenreduktionspotentiale und –bedingungen von Technologien. Dabei spielen viele Veränderungen, wie z. B. bei den Werkstoffen, Produktionsverfahren oder Installationsbedingungen oder allgemein Technologiesprünge, eine Rolle. Aufgrund solcher unvorhergesehenen Entwicklungen kommt es zu reproduzierbaren Diskontinuitäten („knees“), die dadurch gekennzeichnet sind, daß sich der Anstieg der Geraden, die die Produktkosten-Mengenrelation mit einem

typischen Fortschrittsindex beschreibt, plötzlich stark verändert. Beispiele für Technologiesprünge können aus der Vergangenheitsentwicklung für die Produktion von Dünnschicht-PV oder für den Wechsel zu neuen temperaturresistenten Materialien im Fall der Gasturbine abgeleitet werden. In Abbildung 1–39 sind Technologiesprünge für die Produktion von Photovoltaikzellen und die Produktion von Ethanol in Brasilien dargestellt.

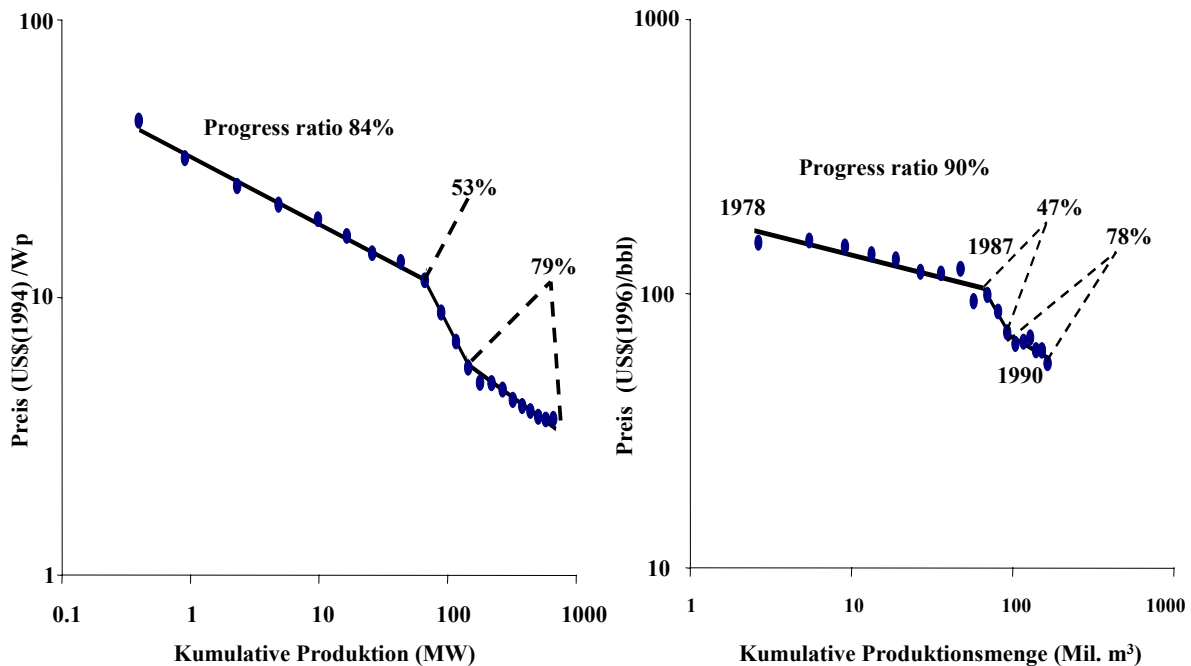


Abbildung 1–39: Diskontinuitäten oder Technologiesprünge im Verlauf von Kostenreduktionskurven, Photovoltaikzellen (links) und Ethanolproduktion in Brasilien (rechts) /Wene 2000, Goldenberg 1996, Nitsch 1998/

Die Entwicklung von Kosten und Marktpreisen für Produkte setzt sich nach den klassischen preistheoretischen Ansätzen aus unterschiedlichen Phasen zusammen (vgl. Abbildung 1–41). In der ersten Phase einer Produktion, der Phase intensiver Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten, sind vor allem die in Abbildung 1–40 dargestellten Technologiesprünge, die durch den Übergang von der Variante A auf die Variante B gekennzeichnet sind, zu beobachten. In der zweiten Phase, der Phase der Kommerzialisierung oder Vermarktung, ist die Verbesserung der Massenproduktion und der Marktpreis das Ziel. Im Vordergrund stehen in dieser Phase der stabilen Technikentwicklung nicht mehr die Kosten, sondern die Preise der Produkte. Hierbei beeinflussen die Anzahl der Konkurrenten und die möglichen Substitutionsprodukte den Marktpreis.

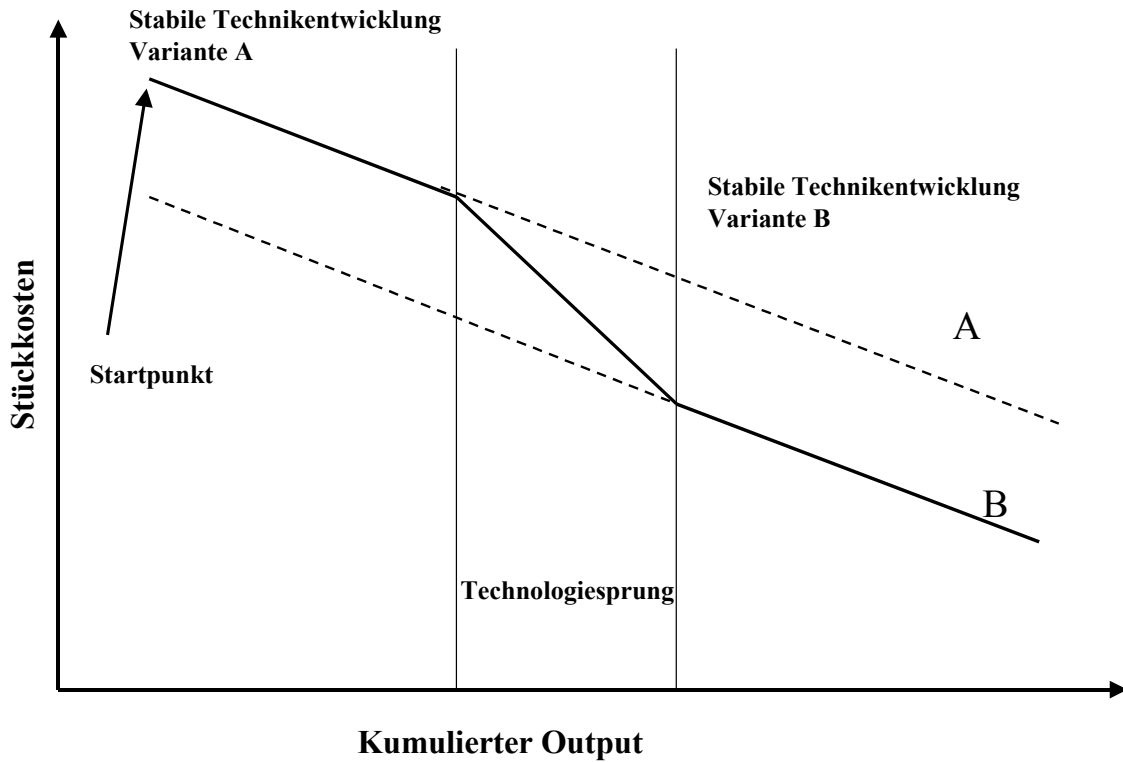


Abbildung 1–40: Qualitative Beschreibung von Technologiesprüngen im Verlauf von Kostenreduktionskurven (Produktentwicklung)

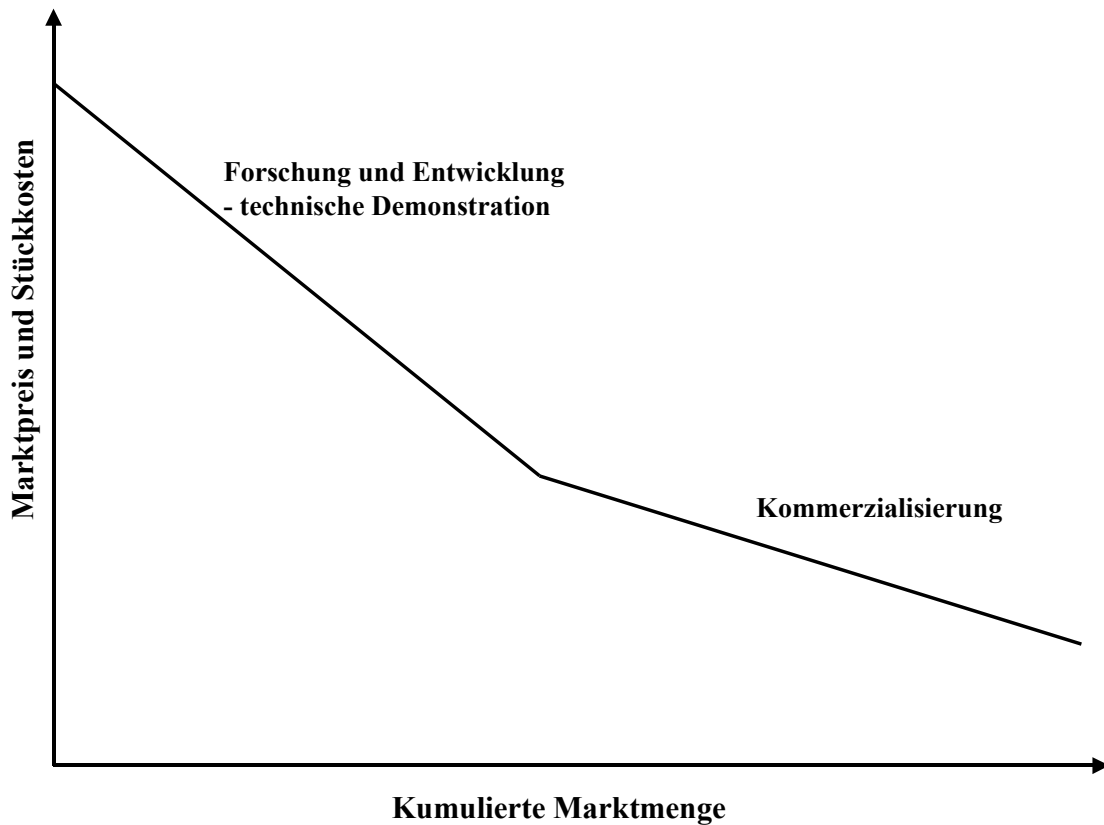
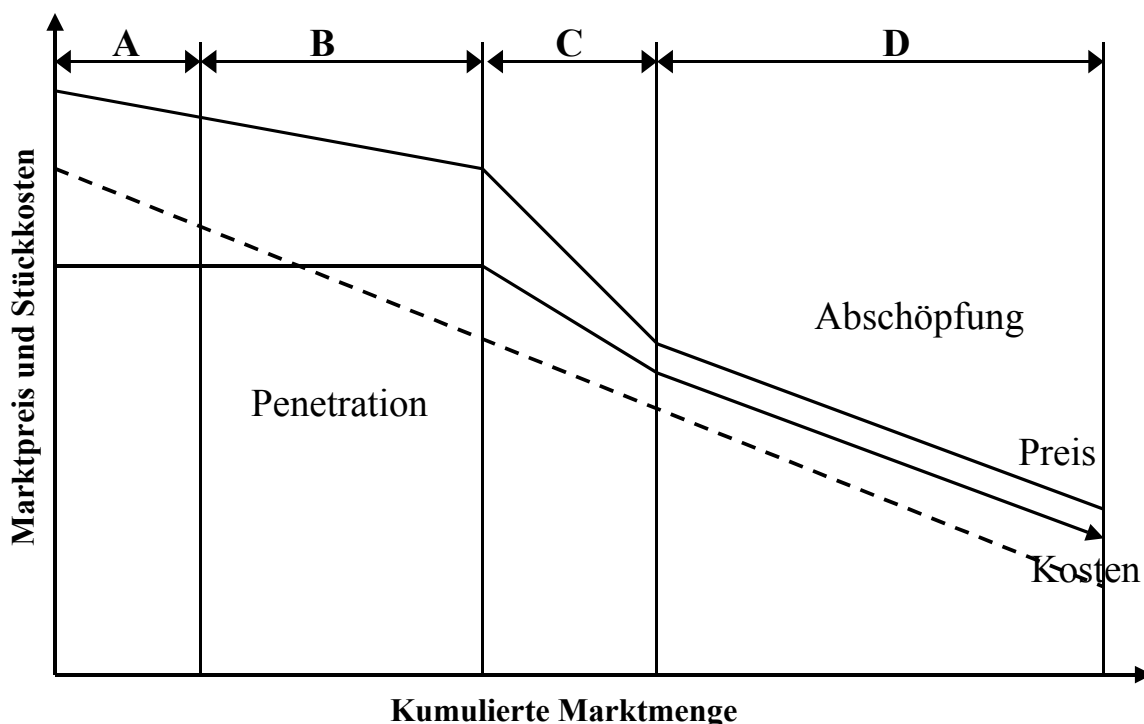


Abbildung 1–41: Qualitative Beschreibung der Stückkosten und des Marktpreises im Produktzyklus /Claeson, 2000/

Diskontinuitäten ergeben sich auch für die Entwicklung der Marktpreise (vgl. Abbildung 1–42). Nach der Markteinführung eines Produktes und dem Marktaufbau (Entstehungsphase) folgt meist eine sog. Bereinigungskrise. Diese kommt jedoch nicht ausschließlich aufgrund einer optimierten Kostenstruktur zustande, sondern ist oft auf den Wettbewerb unterschiedlicher Produzenten zurückzuführen. Um die Produktionsstätten optimal auszunutzen, müssen neue Absatzmärkte erschlossen werden, was nur über die Senkung des Marktpreises erfolgen kann. Daher reduzieren sich bei einer Bereinigungskrise die Preise erheblich. In der anschließenden Phase der Reife werden bestehende Produktionskapazitäten optimiert bzw. meist abgeschriebene Anlagen ausgenutzt. Der Marktpreis nähert sich den Produktionskosten weitgehend an. In dieser letzten Phase sind häufig keine Innovationsschritte mehr zu beobachten, sondern nur weitere Produktionserhöhungen.



A = Markteinführung des Produktes
 B = Entstehungsphase
 C = Reinigungskrise
 D = Reife

Abbildung 1–42: Qualitative Beschreibung der Preisentwicklung nach Markteinführung

Für die Betrachtung der Gesamtheit der zur Optimierung einer Produktion führenden Faktoren hat sich auch der Begriff der Erfahrungskurve anstelle des Begriffs der Lernkurve etabliert. Für unterschiedliche Technologien sind in Abhängigkeit der Marktreife, der Branche und der Erfahrungen bei vergleichbaren Techniken mögliche Entwicklungstendenzen abzuschätzen.

Aufgrund der unterschiedlichen Phasen eines Produktzyklus und der Technologiesprünge ist eine exakte Vorhersage der Kostenreduktionskurve für das zu beschreibende Produkt oft nicht möglich. In solchen Fällen werden daher unterschiedliche Annahmen für den Startpunkt und die Kostendegressionsraten getroffen und analysiert. Die Ergebnisse können dabei teilweise erhebliche Abweichungen aufweisen.

Vor diesem Hintergrund ist eine Bewertung der Ergebnisse anhand des Vergleichs mit Konkurrenztechnologien in Form einer Szenarienanalyse hilfreich.

In Abbildung 1–43 ist exemplarisch die Kostenentwicklung von PEFC-Modulen für die mobile Anwendung dargestellt. Hierbei variieren die notwendigen kumulierten Produktionsmengen, die bis zum Erreichen einer angestrebten Produktionsgrenze notwendig sind, zwischen 10.000 und 10.000.000 MW_{el}, also um den Faktor 10.000.

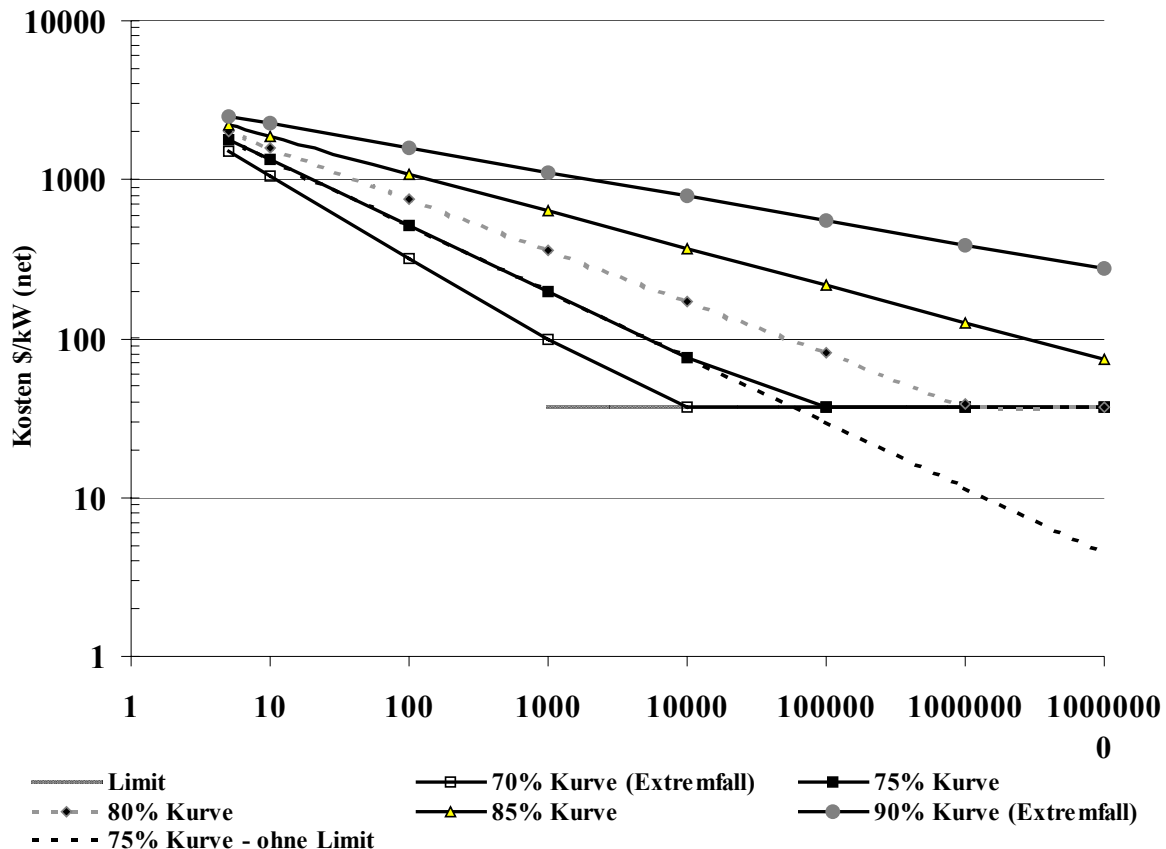


Abbildung 1–43: Szenarienanalyse der Kostenentwicklung der PEFC-Brennstoffzelle

Beispiele für die Nutzung von Lern- bzw. Erfahrungskurven für die Abschätzung von Zukunftsparametern bei Energietechnologien, wie z. B. Investitionskosten oder Wartungs-/Instandhaltungskosten, werden im folgenden vorgestellt.

1.4.2.1 GuD-Kraftwerke

GuD-Kraftwerksblöcke zeichnen sich durch relativ niedrige und seit mehreren Jahren sinkende spezifische Investitionskosten aus. Es ist daher von besonderem Interesse, die Entwicklung bei den Anlagekosten und installierten Leistungen dieser Technologie mit Hilfe des Lernkurvenmodells zu analysieren.

In einer schwedischen Untersuchung über den weltweiten GuD-Markt für den Zeitraum von 1980 bis 1987 wurden alle Anlagen über 100 MW_{el} erfaßt /Claeson 2000/. Die Studie zielte auf den Markt der großen Stromerzeugungsanlagen. Ausgenommen von der Untersuchung waren daher die kleineren Einheiten und KWK-Anlagen. Abbildung 1–44 stellt die mit dieser Untersuchung gewonnene Lernkurve dar.

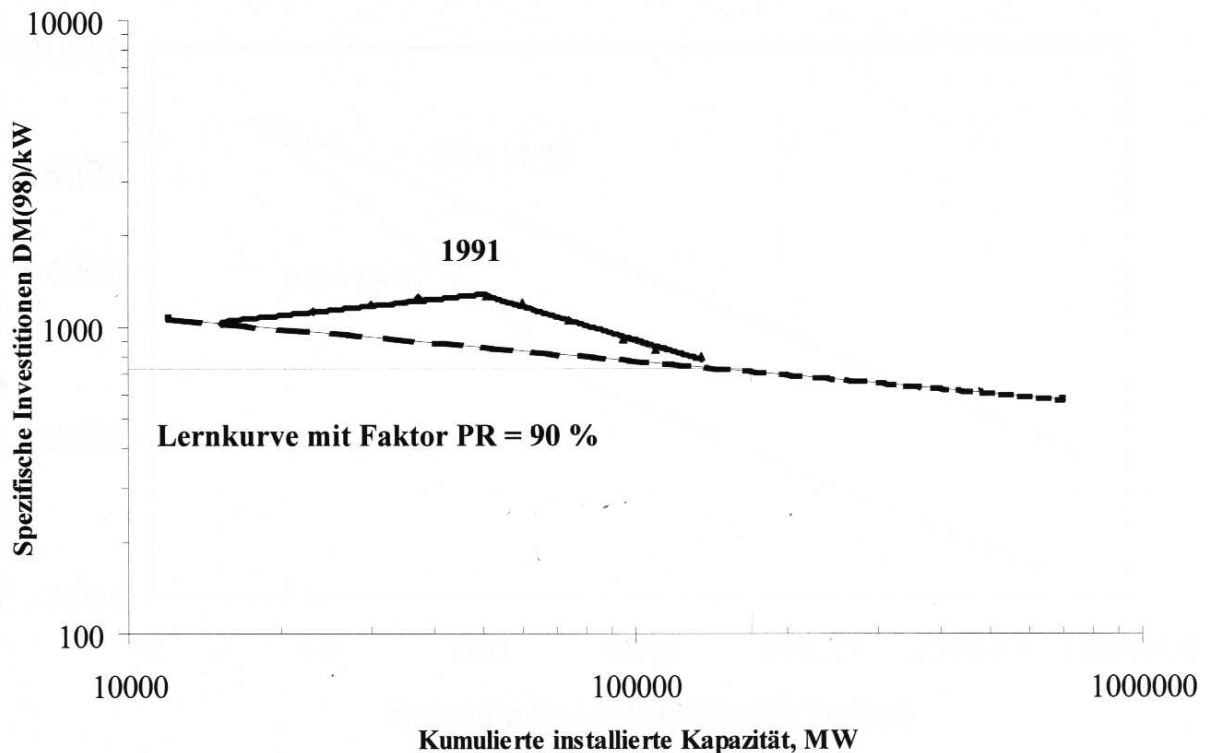


Abbildung 1–44: Weltweit installierte GuD-Kraftwerke > 100 MW (ohne KWK), 1981 - 1987, Lernkurve mit Progress Ratio von 90 % und tatsächliche Entwicklung /Claeson 2000/

In dieser Abbildung ist eine Lernkurve mit einem Fortschrittsindex = Progress Ratio (PR) von 90 % an die tatsächlichen (in Statistiken berichteten) Zahlen für GuD-Anlagen angepaßt worden. Die tatsächlichen Zahlenwerte steigen anfänglich mit zunehmender Anlageninstallation bis zum Jahre 1991 zunächst an (PR > 100 %), um danach relativ stark zu fallen (PR = 74 %). Diese Verläufe erklären sich daraus, daß in den verfügbaren statistischen Quellen keine Produktionskosten, sondern ersatzweise Marktpreise für verkaufte Anlagen wiedergegeben sind. Bei den Preisen kommt das typische Verhalten in sich entwickelnden Märkten zum Tragen. In der ersten Phase kommt es zu einem „Schirmeffekt“. Der Wettbewerb im Markt ist schwach, da nur relativ wenige Anlagen von einer sehr begrenzten Zahl von Herstellern installiert werden. Diese Phase mit steigenden Preisen endet 1991. Sie wird abgelöst durch eine Phase des Markteintritts vieler Wettbewerber mit neuen Produkten, globalem Wettbewerb und verbesserten Angeboten. Als Folge davon sinken die Marktpreise. Am Ende des Jahres 1997, auf das sich dieses Beispiel bezieht, befindet sich der Markt wahrscheinlich im Übergang zu einer stabilen Lage mit leicht sinkenden Preisen. Daher wird der für diese Phase geltende Fortschrittsindex mit 90 % abgeschätzt.

1.4.2.2 BHKW

Abbildung 1–45 stellt die Erfahrungskurve für die Kostenentwicklung bei Motor-BHKW im Zeitraum 1983 bis 1997 in Deutschland dar. In dieser Zeit sind die Anlagen zu großer technischer Reife gelangt und konnten sich in Deutschland sehr rasch verbreiten. Aufgrund der großen Nachfrage und verbesserter technischer Kompo-

zenten konnten die Kosten von Anfang an stetig gesenkt werden. Als Ersatz für die Kosten sind hier ebenfalls die in den Quellen genannten Marktpreise verwendet worden. Allerdings kam es offensichtlich bei BHKW nicht zu den Preisverläufen wie bei den GuD-Kraftwerken, denn ausgeprägte Phasen mit zu- und abnehmenden Preisen sind nicht vorhanden.

Mit einem Fortschrittsindex von 75 % läßt sich der Kostenverlauf für die in Deutschland installierten BHKW bis heute recht gut annähern. Daraus kann abgeleitet werden, daß die spezifischen Investitionskosten mit der Installation einer kumulierten Leistung von 10.000 MW_{el} auf 700 DM/kW gesunken sein werden.

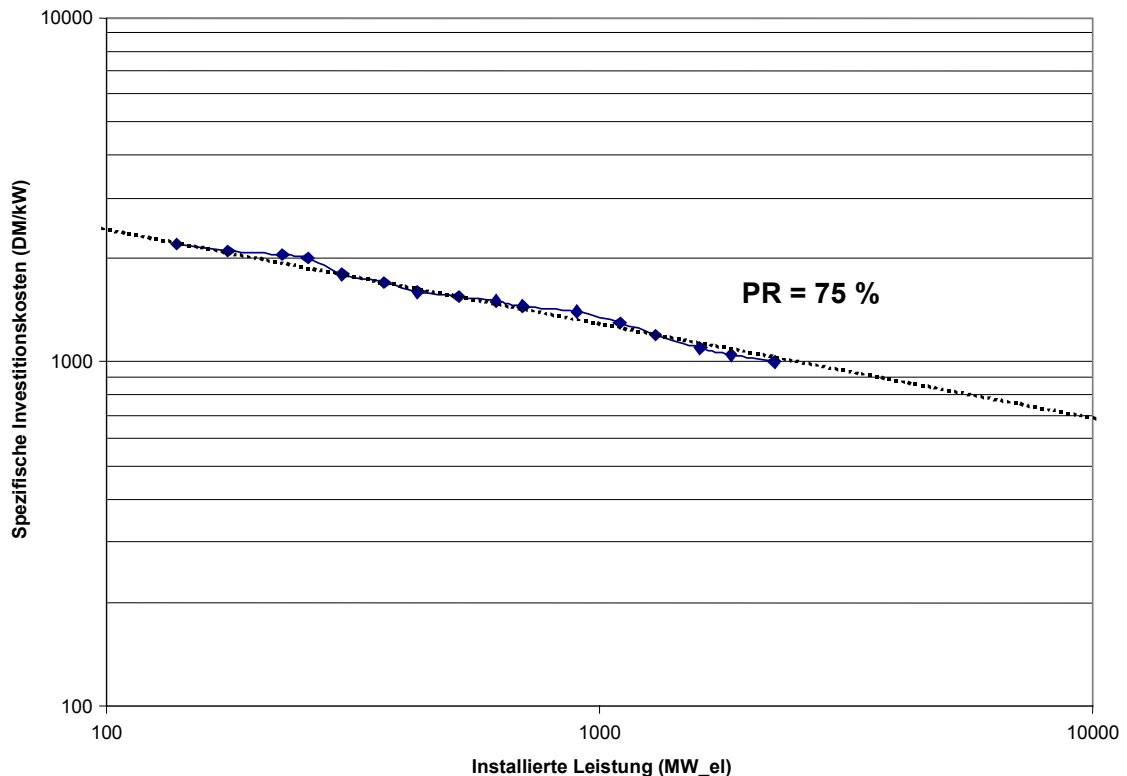


Abbildung 1–45: BHKW in Deutschland, 1983 - 1997, Lernkurve mit Progress Ratio von 75 % und tatsächliche Entwicklung der spezifischen Investitionskosten (eigene Berechnungen)

Abbildung 1–46 gibt die Einschätzung der Wartungs- und Instandhaltungskosten bei BHKW aufgrund des Erfahrungskurvenansatzes und die tatsächliche Entwicklung in Deutschland im Zeitraum 1983 bis 1997 wieder. Die anfängliche Degression bei den Wartungs-/Instandhaltungskosten von 12 % (PR = 88 %) bei Leistungsverdopplung wurde mit weiter zunehmenden Markterfolgen und verstärkter Serienfertigung von Anlagen, die aus einem oder mehreren Modulen gleichen Bautyps entstanden, durch eine verstärkte Degression von 18 % (PR = 82 %) abgelöst. Aufgrund der vorhandenen Erfahrungen mit einer großen Zahl gleichartiger, standardisierter Anlagen konnte der Serviceaufwand für den Betrieb der BHKW-Anlagen also ab ca. 1.000 MW_{el} installierte BHKW-Leistung stark reduziert werden.

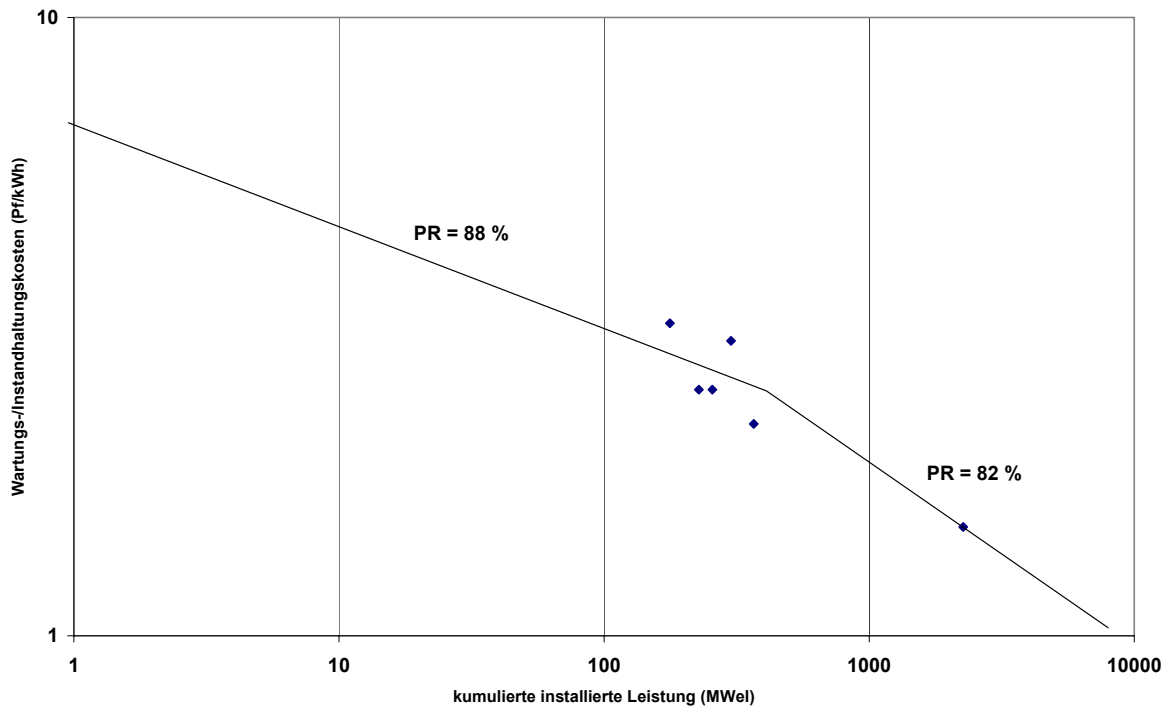


Abbildung 1–46: BHKW in Deutschland, 1983 - 1997, Lernkurve mit Progress Ratio von 88 % bzw. 82 % und tatsächliche Entwicklung der Wartungs- und Instandhaltungskosten (eigene Berechnungen)

1.4.2.3 PEMFC

Von besonderem Interesse für die Beurteilung zukünftiger Marktchancen sind gegenwärtig Brennstoffzellen, denn ihnen werden sehr gute Marktchancen zugerechnet. Ob sich diese in Verkaufserfolge umsetzen lassen, hängt sehr stark von den spezifischen Investitionskosten ab, die Käufer solcher Anlagen aufbringen müssen. Andererseits erwarten die Hersteller, die Stückkosten mit zunehmender Marktausweitung senken zu können. Die von ihnen projizierten Zielkosten und die Stückzahlen geben den Bereich an, ab dem die Anlagen als wirtschaftlich erfolgreich anzusehen sind.

In Abbildung 1–47 sind Lernkurven für zwei verschiedene PEMFC-Systeme aufgetragen. Es handelt sich dabei zum einen um die 250 kW-Brennstoffzelle des Herstellers Ballard Power Systems, zum anderen um eine wesentlich kleinere 3 kW-Anlage des Unternehmens Analytic Power (die technischen Daten und Kostenziele dieser Brennstoffzellen sind in Tabelle 1–24 zusammengestellt). Den unterschiedlichen Entwicklungszielen dieser beiden PEMFC entsprechen unterschiedliche Progress Ratios von 90 % und 85 %. Das bedeutet, daß die spezifischen Kosten bei Verdopplung der insgesamt verkauften Einheiten um 10 % bzw. um 15 % abnehmen sollen.

Aus dieser Darstellung kann auch der Förderbedarf ermittelt werden, der zur Erreichung des Kostenziels von 1.000 \$/kW erforderlich ist. Er beträgt für die 3-kW-PEMFC 750 Millionen \$ und für die 250-kW-PEMFC 7.500 Millionen \$.

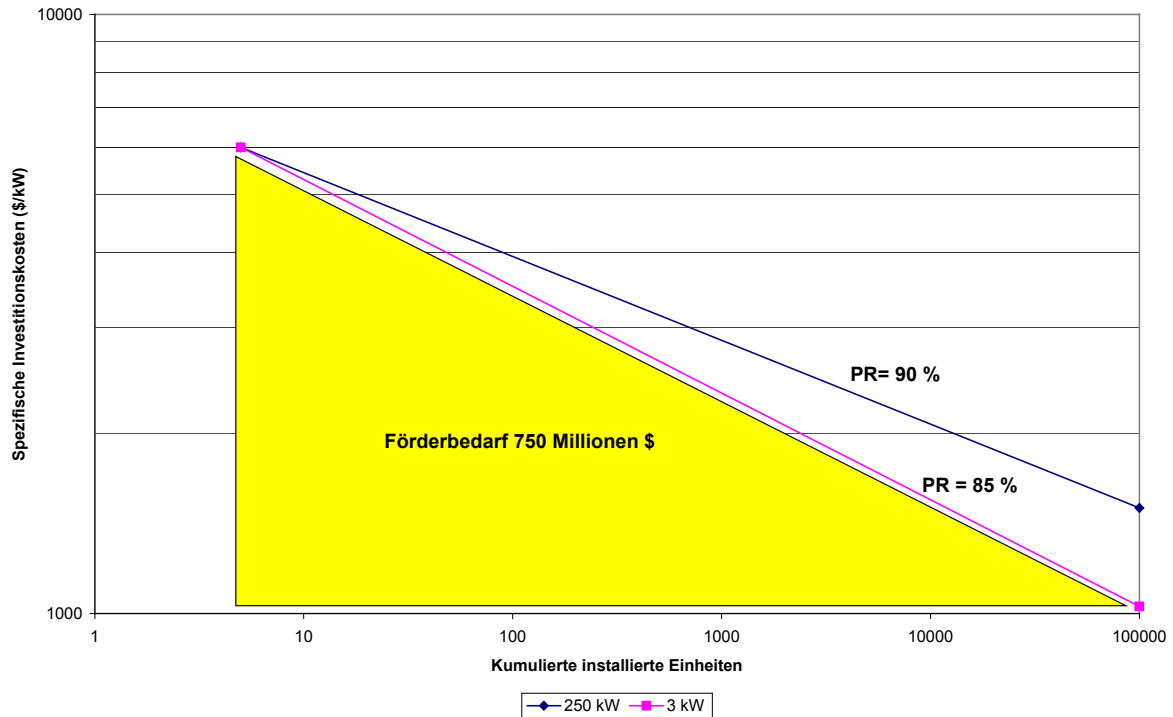


Abbildung 1–47: PEM-Brennstoffzellen mit 3 kW und 250 kW Leistung, Lernkurven für Systeme mit unterschiedlichen Entwicklungszielen

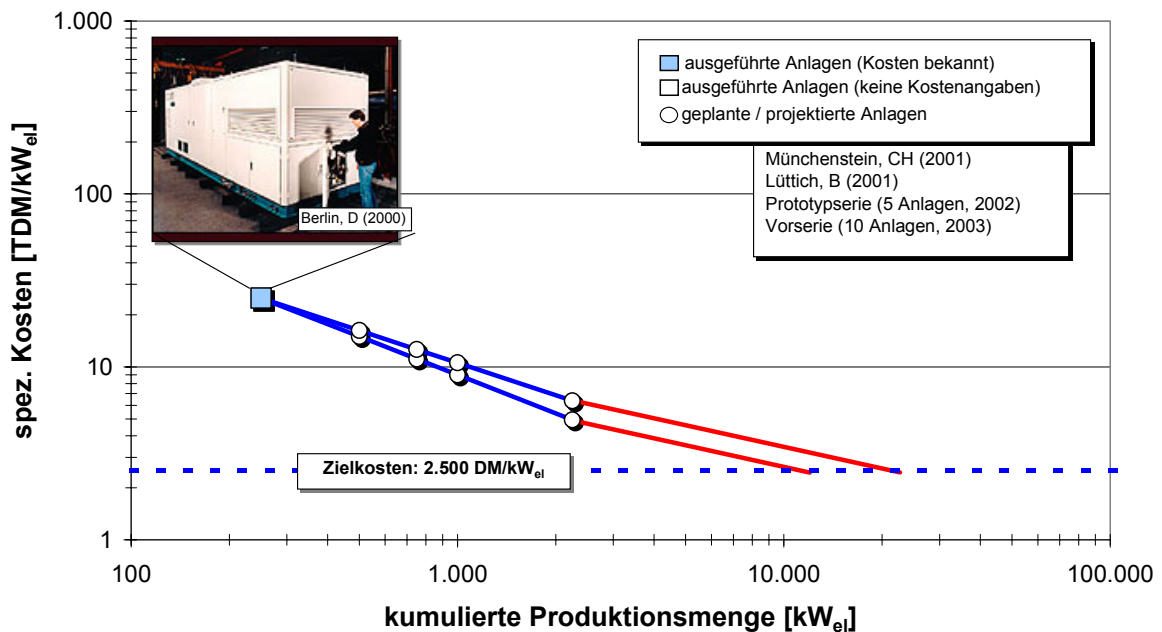


Abbildung 1–48: Abschätzung der Erfahrungskurve für PEFC-Systeme /Sander 2001/

Für die in diesem Kapitel analysierten Techniken ergeben sich die in Tabelle 1–25 aufgeführten ökonomischen Parameter. Bei den Schätzungen für die Entwicklung der spezifischen Investitionen bzw. der Wartungs-/Instandhaltungskosten in Abhängigkeit von der insgesamt installierten Leistung der jeweiligen Techniken zur Strom- und Wärmeerzeugung hat der unterschiedliche Grad der Marktentwicklung bei den vor-

handenen bzw. der Grad der technologischen Reife bei den neuen Technologien in dem Lern-/Erfahrungskurvenansatz Berücksichtigung gefunden.

| Technik | Kumulierte installierte Leistung | Zeitpunkt | Spezifische Investitionen | | Wartungs-/Instandhaltungskosten | |
|---------------|----------------------------------|-----------|---------------------------|------------------------|---------------------------------|----------|
| | | | PR (%) | (DM/kW _{el}) | PR (%) | (Pf/kWh) |
| | (MW _{el}) | | | | | |
| GuD-Kraftwerk | 150.000 | heute | - | 900 | | |
| | 300.000 | Zukunft | 90 | 630 | | |
| | 600.000 | Zukunft | 95 | ~600 | | |
| BHKW | 3.000 | heute | | 1.000 | | 1,5 |
| | 6.000 | Zukunft | 75 | 750 | 82 | ~1,2 |
| PEMFC 250 kW | 0 | heute | | 12.000 | | |
| | 25.000 | Zukunft | 90 | ~3.000 | | |
| PEMFC 3 kW | 0 | heute | | | | |
| | 300 | Zukunft | 85 | ~2.000 | | |

Tabelle 1–25: Beispiele für die Schätzung der ökonomischen Parameter ausgewählter Strom- und Wärmeerzeugungstechniken in Abhängigkeit von der kumulierten installierten Leistung

1.5 Entwicklung der gekoppelten und ungekoppelten Erzeugung von Wärme und Strom auf der Basis regenerativer Energien

1.5.1 Ungekoppelte Stromerzeugung

1.5.1.1 Wasserkraftanlagen

Im Jahre 1999 haben die 5.620 Wasserkraftanlagen mit einer installierten Leistung von 4.550 MW in Deutschland insgesamt 19.700 GWh Strom eingespeist. Damit wird das Potential zu ca. 84 % ausgeschöpft. Der so erzeugte Strom wird nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz bei Anlagen bis 0,5 MW mit 13 Pf/kWh_{el} bzw. bei Anlagen zwischen 0,5 und 5,0 MW mit 15 Pf/kWh_{el} vergütet.

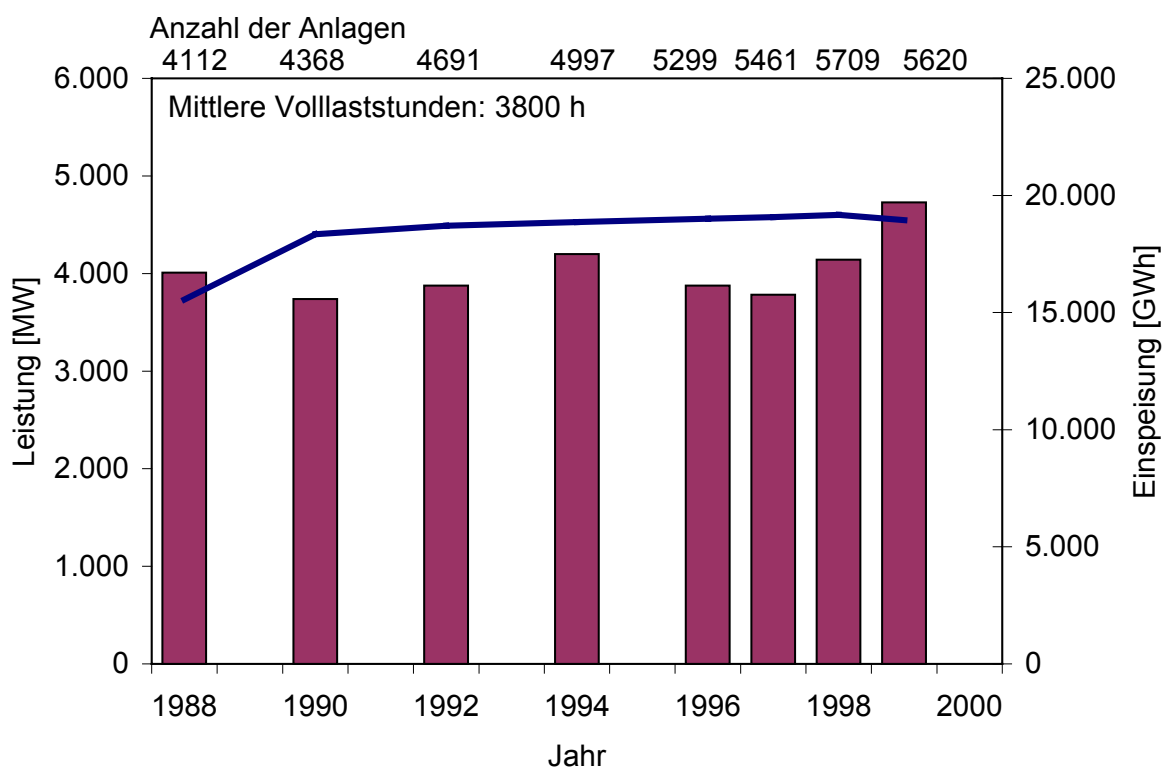


Abbildung 1–49: Wasserkraftwerke in Deutschland

Technik und Entwicklung: Die potentielle Energie, die die Fallhöhe des Wasser darstellt, wird mittels Turbinen in mechanische bzw. elektrische Energie umgewandelt. Ein Vorteil der Wasserkraft ist, daß die Energie vergleichsweise einfach gespeichert und bei Bedarf abgerufen werden kann, sofern ein ausreichend großes Wasserspeicherbecken zur Verfügung steht.

Wasserkraftanlagen werden seit sehr langer Zeit eingesetzt und ihre technische Entwicklung ist im wesentlichen ausgereift, so daß keine bedeutenden Wirkungsgradsteigerungen oder Kostendegressionen zu erwarten sind; zugleich steigen jedoch die Auflagen bezüglich Umwelt- und Landschaftsschutz. Da das Wasserkraftpotential zu einem sehr großen Anteil schon genutzt wird, sind hier keine großen Steigerungen im Ausbau zu erwarten.

Aktuelle Kosten: Die Investitionskosten betragen zwischen durchschnittlich 17 TDM/kW_{el} bei Kleinanlagen bis ca. 10 TDM/kW_{el} bei Großanlagen (1 MW_{el}). Bei der Reaktivierung von Altanlagen betragen die Kosten ca. die Hälfte. Je nach Rahmenbedingungen können die Kosten im Einzelfall auch deutlich darüber hinausgehen. Die Energiegestehungskosten betragen ca. 16 bis 33 Pf/kWh_{el} bei Neuanlagen bzw. 7 bis 19 Pf/kWh_{el} bei reaktivierten Anlagen.

1.5.1.2 Windkraftanlagen

Im Jahre 1999 waren 7.210 Windkraftanlagen in Deutschland installiert; bei einer Gesamtleistung von 4.150 MW sind 5.500 GWh Strom eingespeist worden. Das nutzbare Windkraftpotential, das ca. 35.000 GWh beträgt, wird damit zu 16 % ausgeschöpft. Der so erzeugte Strom wird nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz mit ca. 17,8 Pf/kWh_{el} vergütet.

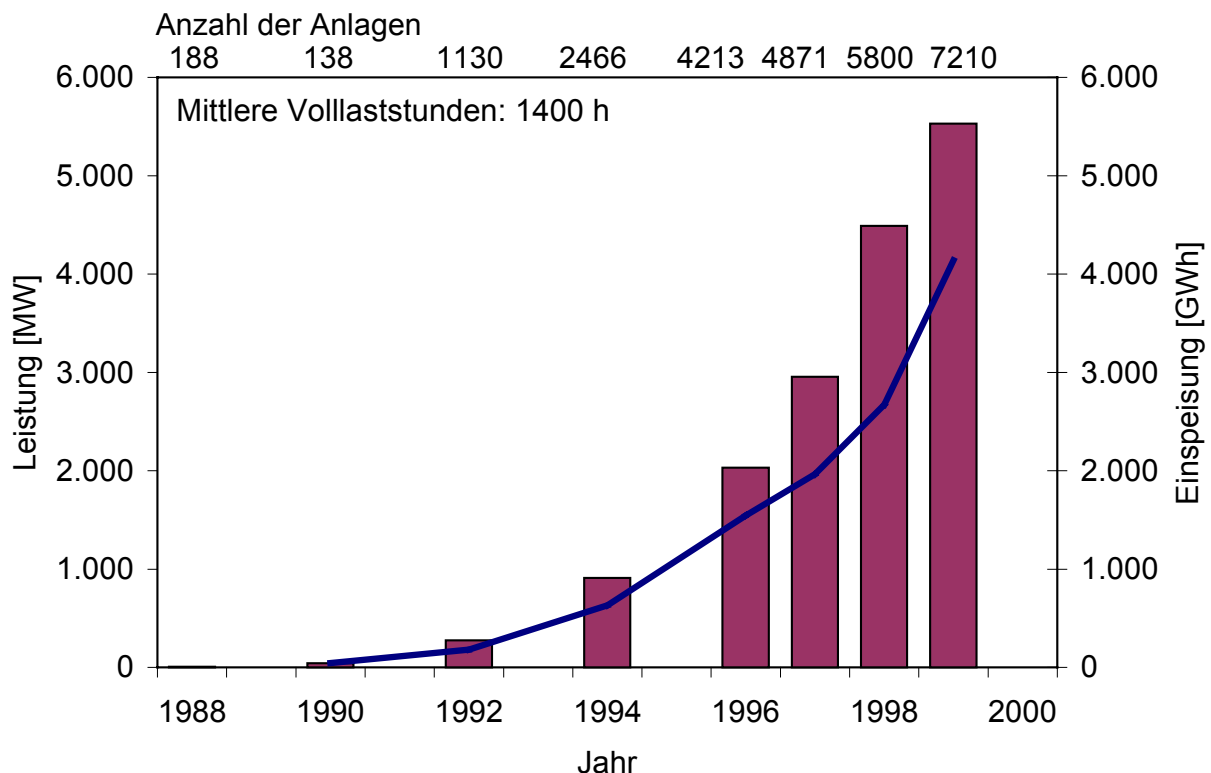


Abbildung 1–50: Windkraftanlagen in Deutschland

Technik und Entwicklung: Der Windanlagenmarkt wird zur Zeit von Windkraftanlagen im Leistungsbereich von 0,5 bis ca. 1,5 MW_{el} beherrscht, wobei sich schon Anlagen bis 4 MW_{el} in Planung befinden. Diese Leistungsklasse wird vor allem für den Offshore-Einsatz interessant, da der stetig blasende Wind 3.000 bis 4.000 Volllaststunden ermöglicht. Der Trend zu immer größeren Windkraftanlagen ist ungebrochen und ein Ende der technischen Entwicklung ist noch nicht erreicht. Die stetig wachsende Anlagengröße und die verbesserte Anlagenproduktion aufgrund der hohen Nachfrage haben die Investitionskosten nahezu halbiert. Aufgrund der umfangreichen Erfahrungen, die zur Zeit gesammelt werden, ist eine weitere Gesamtoptimierung der Anla-

gen, eine Kostendegression durch verbesserte Serienfertigung, zu erwarten. Im Besonderen gilt dies für den Bereich der Offshore-Anlagen, da diese sich noch in einer früheren Entwicklungsstufe als die Onshore-Anlagen befinden.

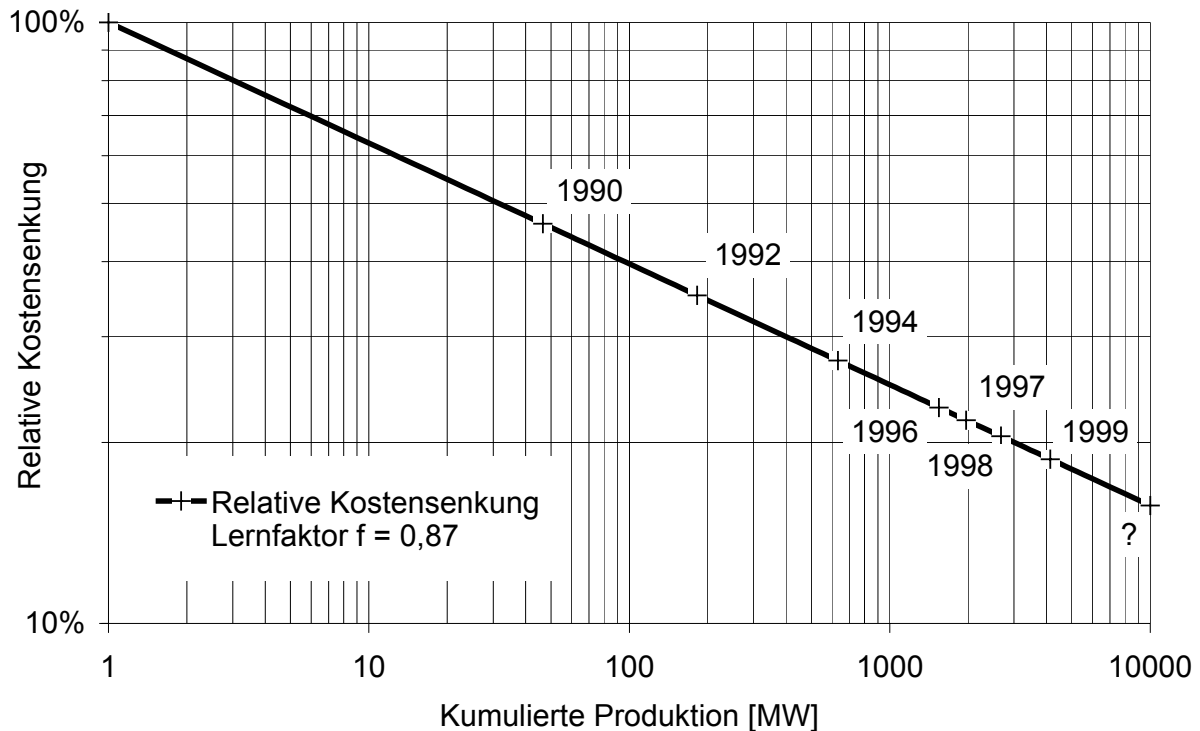


Abbildung 1–51: Lernkurve Windkonverter

Aktuelle Kosten: Die spezifischen Kosten betragen zur Zeit ca. 1.500 bis 2.500 DM/kW_{el}; hierzu treten noch Nebenkosten von ca. 300 bis 800 DM/kW_{el} auf. Bei mittleren Gesamtinvestitionen von ca. 2.500 DM/kW_{el} ergeben sich hieraus Energiegestehungskosten von ca. 17 Pf/kWh_{el}. Bei großen Offshore-Anlagen sind die spezifischen Kosten um ca. 40 % höher, durch die höhere Vollaststundenzahl sinken die Energiegestehungskosten jedoch auf ca. 15 Pf/kWh_{el}. Eine gewisse Unsicherheit bei diesen Kosten resultiert aus den Nebenkosten und den Windverhältnissen. Dieser Problematik wird zum Teil dadurch Rechnung getragen, daß durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz Anlagen an solchen Standorten länger gefördert werden.

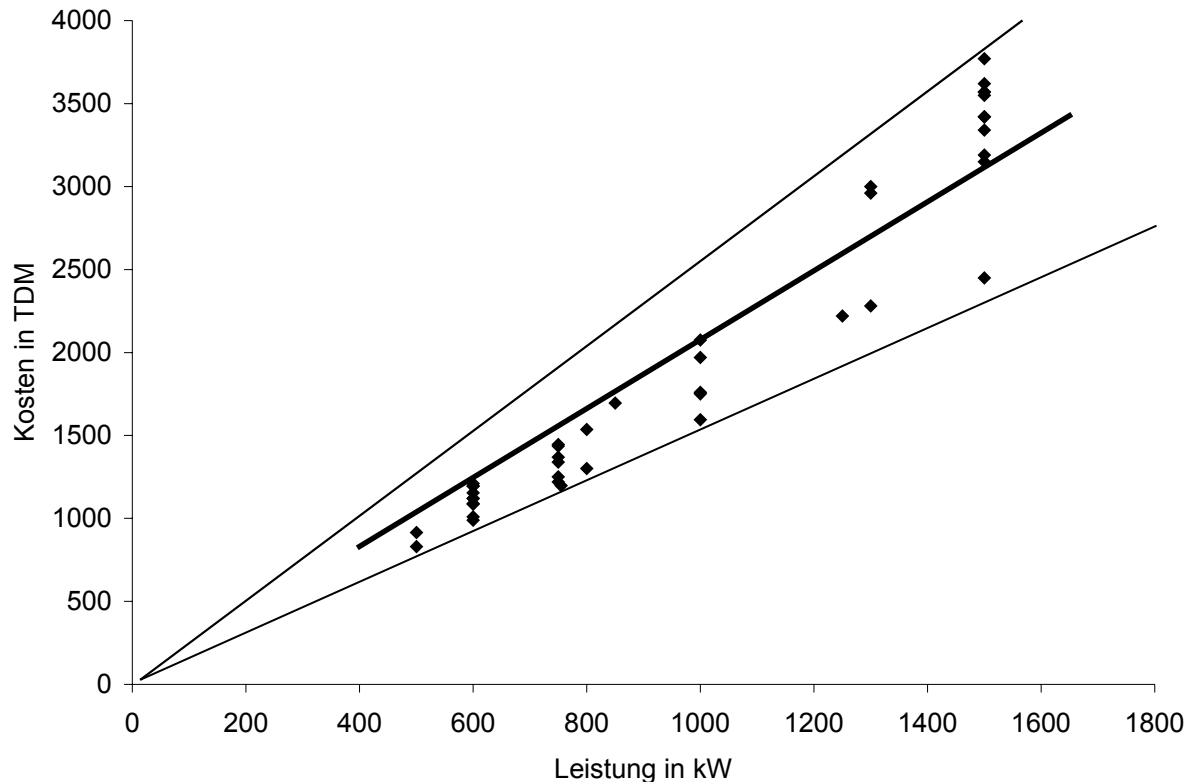


Abbildung 1–52: Absolute Kosten von Windkraftanlagen

1.5.1.3 Photovoltaik

Im Jahre 1999 haben die 10.472 Photovoltaikanlagen mit einer installierten Leistung von 40 MW in Deutschland insgesamt 19 GWh Strom eingespeist. Damit wird das Potential (40.000 GWh) zu ca. 0,05 % ausgeschöpft. Der so erzeugte Strom wird nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz mit 99 Pf/kWh_{el} vergütet.

Technik und Entwicklung: Die heute zumeist eingesetzten Solarzellen (mono- und multikristallin) werden nach dem sog. Siebdruckverfahren hergestellt und erreichen Wirkungsgrade von 12 bis 15 %. Im Entwicklungsstadium befinden sich zur Zeit Zellen mit 25 bis 30 % Wirkungsgrad, die jedoch aufgrund hoher Kosten zur Zeit noch nicht marktfähig sind. Die Serienfertigung von Solarzellen befindet sich noch immer in einem sehr frühen Stadium, so daß von einer deutlichen Kostendegression in den nächsten Jahren auszugehen ist. Als erreichbarer Zielwert wird die Halbierung der Modulkosten erwartet. Weiterhin befinden sich einige Solarzellen mit deutlich höheren Wirkungsgraden in der Entwicklung, so daß auch hier noch Verbesserungen zu erwarten sind. Der Gesamtanlagenpreis wird nach Schätzungen innerhalb des nächsten Jahrzehnts auf 60 bis 70 % sinken.

Aktuelle Kosten: Die spezifischen Kosten für Photovoltaikanlagen betragen zwischen 10 und 14 TDM bei Anlagen von 2 bis 50 kWp. Bei durchschnittlichen Vollbenutzungszeiten von 800 bis 900 Stunden im Jahr resultieren Energiegestehungskosten von 1,10 bis 1,70 DM/kWh.

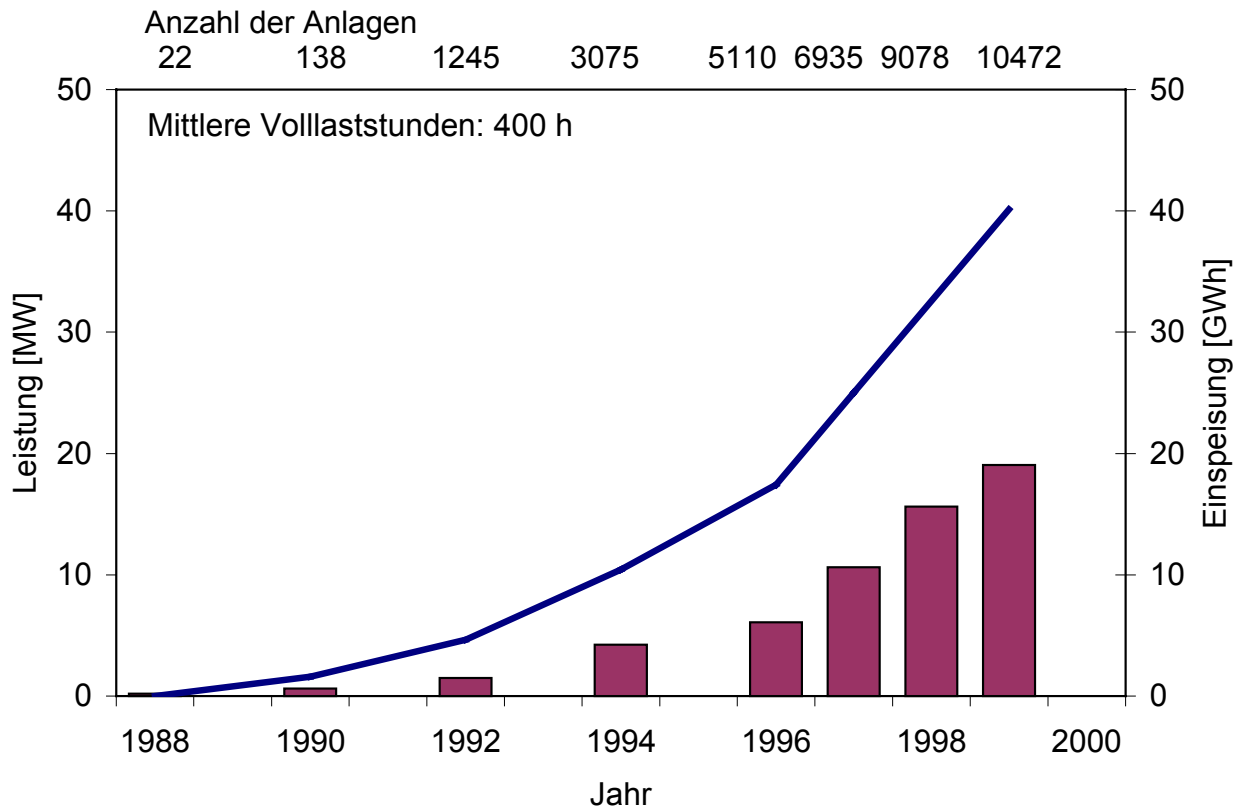


Abbildung 1-53: Photovoltaikanlagen in Deutschland

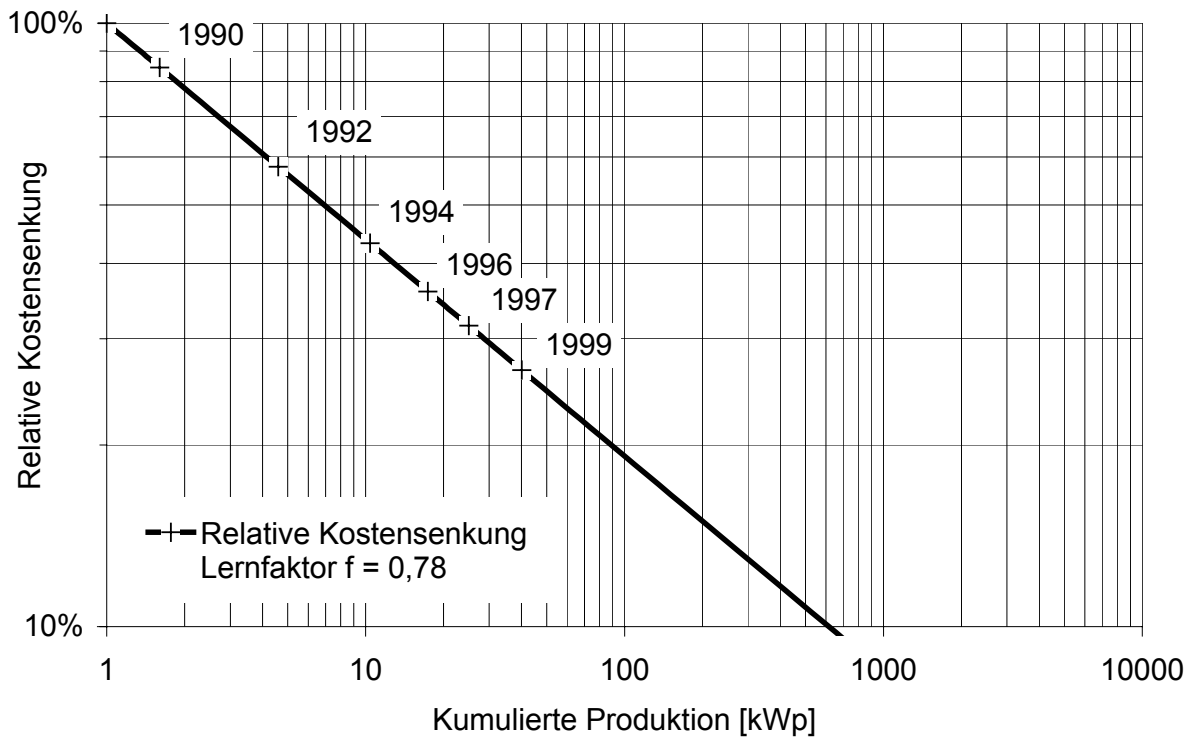


Abbildung 1-54: Lernkurve Photovoltaikanlagen

1.5.2 Ungekoppelte Wärmeerzeugung

1.5.2.1 Solarthermie

Die Solarthermie wird ebenso wie die Geothermie in Deutschland nur zur Wärmeerzeugung eingesetzt, obwohl prinzipiell laut EEG auch die Stromerzeugung gefördert würde. Dominierend sind Kleinanlagen für Einfamilienhäuser, was sich auch daran zeigt, daß von den 2,6 Mio. m² Kollektorfläche nur ca. 16.500 m² in Großanlagen mit mindestens 100 m² installiert sind. Bei einem ungefähren Jahresertrag von 380 kWh_{th}/m² bei Kleinanlagen, 400 kWh_{th}/m² bei Großanlagen und 300 kWh_{th}/m² bei Großanlagen mit saisonalem Wärmespeicher werden insgesamt 980.000 MWh_{th}/a solarthermischer Energie erzeugt, wobei ca. 6.000 MWh_{th} durch die genannten Großanlagen bereitgestellt werden.

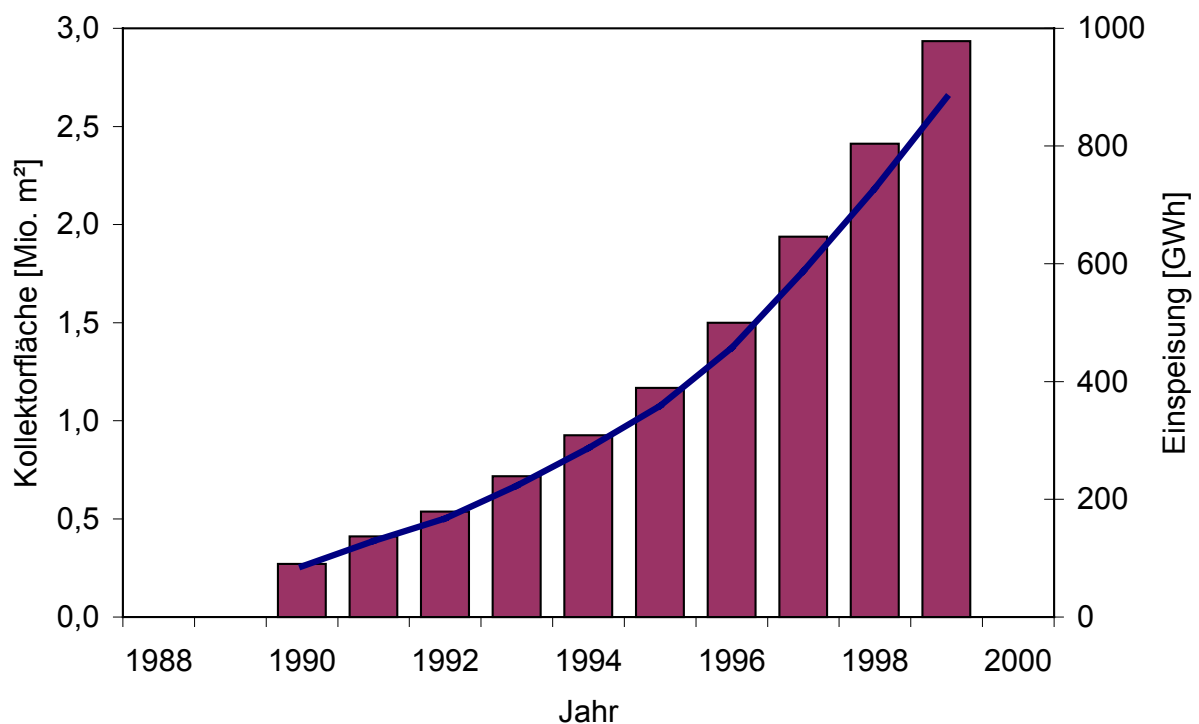


Abbildung 1–55: Solarthermieranlagen in Deutschland

Technik und Entwicklung: Nach Bauart unterscheiden sich die Solarkollektoren in Flachkollektoren, Vakuumröhrenkollektoren und Kunststoffabsorber. Letztere werden jedoch zumeist nur zur direkten Erwärmung von Wasser in Freibädern genutzt. Bei den Flach- und Vakuumröhrenkollektoren werden zumeist frostsichere Wärmeträgerkreisläufe eingesetzt. Hierbei wird die Energie in Wasserspeichern für mehrere Stunden oder auch Tage gespeichert, um kurzfristige Lastspitzen abdecken und den ungleichmäßigen Energieeintrag ausgleichen zu können. In Großanlagen werden auch Langzeitspeicher, sog. saisonale Wärmespeicher eingesetzt. Bei der Dachmontage von Kollektoren dominieren zur Zeit die Fertigmodule (sog. solar roofs), die einen ersten Schritt zur Kostenreduktion eingeleitet haben. Weitere Kostenreduktionen sind vor allem durch verbesserte Kollektortechnik zu erwarten. Darüber hinaus werden durch Standardisierung von Modulen und verbessertes Know-how im Handwerk in

einem wachsenden Solarthermiemarkt weitere Kostensenkungspotentiale ausgeschöpft werden können.

Bei den solaren Großanlagen mit saisonalen Wärmespeichern besteht vor allem bei der Speichertechnik (Bau, Betrieb etc.) noch ein großer Optimierungsbedarf und großes Optimierungspotential.

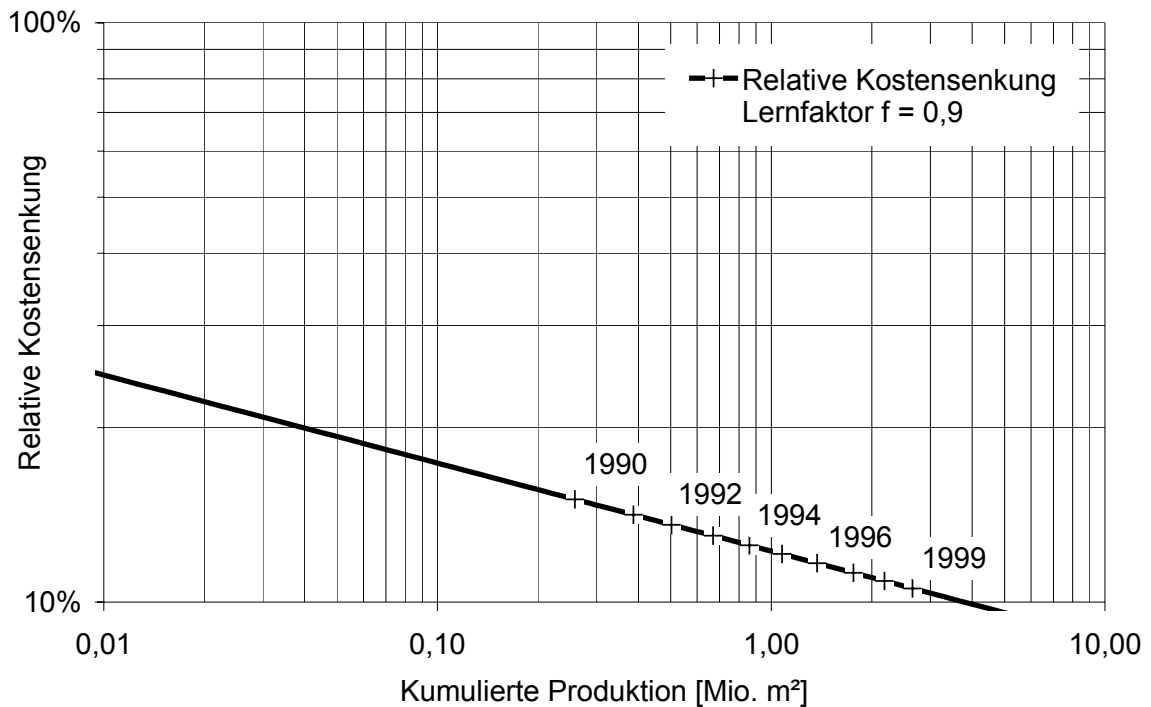


Abbildung 1–56: Lernkurve Solarkollektoren

Aktuelle Kosten: Die spezifischen Investitionskosten betragen zwischen 800 DM/m² Kollektorfläche für Komplettanlagen ohne bzw. 1.400 DM/m² mit saisonalem Wärmespeicher. Hieraus resultieren Wärmegestehungskosten von ca. 0,29 bis 0,50 DM/kWh für Anlagen von 5 bis 50 m² Kollektorfläche ohne saisonalen Wärmespeicher bzw. 0,50 DM/kWh für Großanlagen mit saisonalem Wärmespeicher.

1.5.2.2 Geothermie

Obwohl das EEG die Stromerzeugung aus Geothermie vorsieht, sind aus technisch-wirtschaftlichen Gründen in Deutschland bisher nur Anlagen zur reinen Wärmeenergieerzeugung realisiert worden. Zur Zeit existieren laut Geothermischer Vereinigung 15 größere geothermische Anlagen mit einer Leistung zwischen 0,1 und 20 MW_{th}, die zusammen eine Leistung von ca. 53,5 MW_{th} (inkl. Projekt Simbach in deutsch-österreichischer Kooperation mit 20 MW) aufweisen. Das gesamte nutzbare Potential wird mit ca. 119 Mrd. kWh abgeschätzt; d. h., es wird bisher deutlich weniger als 1 % des Potentials ausgeschöpft.

Technik und Entwicklung: Geothermie wird bisher hauptsächlich in Kleinanlagen oberflächennah mittels Wärmepumpen genutzt. Größere Anlagen mit Bohrtiefen ab 1.000 m nutzen die Erdwärme entweder über eine Erdwärmesonde oder – sofern hydrothermales Wasser vorkommt – durch Förderung von Thermalwasser. In Ge-

bieten ohne geologische Anomalien beträgt die Temperaturzunahme ca. 3 °C/100 m. Kostensenkungsmöglichkeiten bestehen bei der Standardisierung der geologischen Erkundungsprozesse sowie der oberirdischen Anlagenkomponenten. Auch durch Nutzung geologischer Anomalien oder Altbohrungen können die Kosten weiter gesenkt werden.

Aktuelle Kosten: Bei einer typische Anlagengröße von 2 MW_{th} betragen die Investitionskosten ca. 4.600 DM/kW_{th}; bei größeren Anlagenleistungen und Bohrtiefen bis 2.800 m sinken die Kosten bis auf ca. 2.200 DM/kW_{th}. Hieraus resultieren Wärmegegestehungskosten von 0,15 bis 0,33 DM/kWh_{th} (10 MW- bzw. 2 MW-Anlage). Die Geothermische Vereinigung gibt auch minimale Wärmegegestehungskosten von bis zu 0,05 DM/kWh_{th} an.

1.5.2.3 Holzheizwerke

Die thermische Nutzung von fester Biomasse – zumeist Holzhackschnitzel – wird sowohl zur reinen Wärmeerzeugung in Heizwerken als auch in Heizkraftwerken zur KWK genutzt; hierbei wird die Stromerzeugung direkt durch das EEG gefördert. Dominierend sind – wie auch bei der Solarthermie – Kleinanlagen, wie beispielsweise Kachelöfen für Einfamilienhäuser. Die gesamte Wärmeerzeugung beträgt – je nach Schätzung – zwischen 10 und 13,5 Mio. MWh/a, was ca. einer installierten Leistung von 5.000 bis 7.000 MW entspricht.

Technik und Entwicklung: In dezentralen Heizwerken für Nahwärmenetze im Leistungsbereich bis 10 MW_{th} werden vorwiegend (Vorschub)-Rostfeuerungen eingesetzt. Als Brennstoff werden zumeist Holzhackschnitzel aus Rest- und Durchforstungshölzern verwendet. Diese Anlagen haben ein hohes technisches Niveau und sind ausgereift. Daher sind aus technologischer Sicht keine größeren Kostendegressionen zu erwarten. Nur bei noch effizienteren Herstellungsmethoden durch höhere Stückzahlen sind geringe Kostensenkungen möglich.

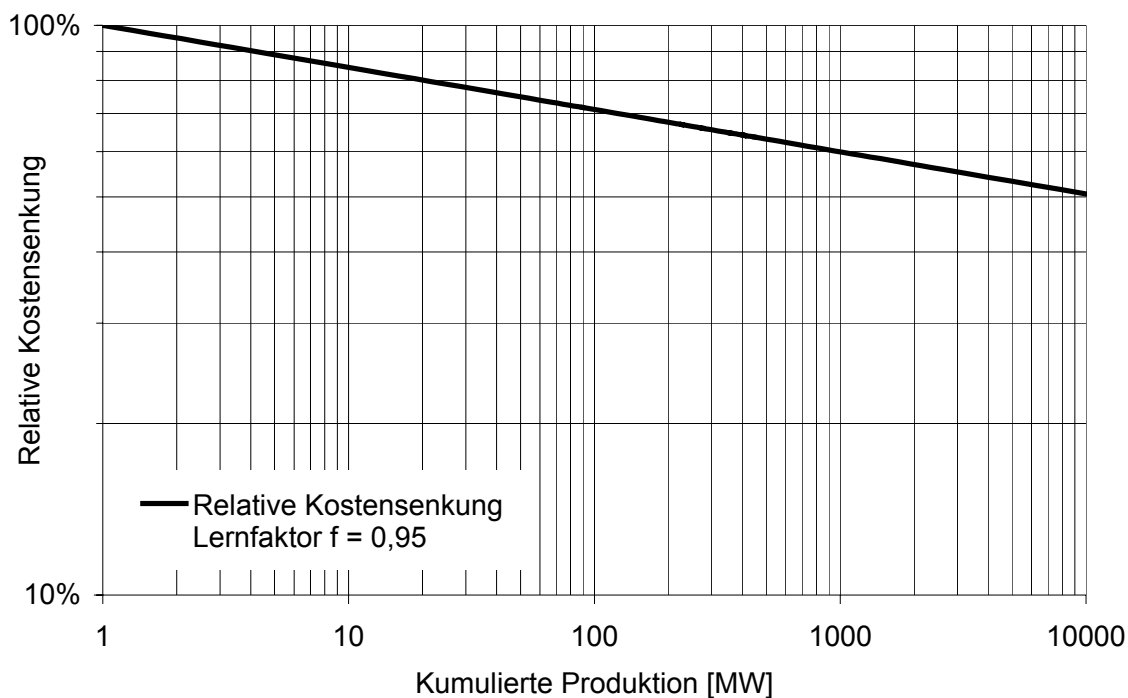


Abbildung 1–57: Lernkurve Biomasseheizwerke

Aktuelle Kosten: Bei reinen Heizwerken betragen die Investitionskosten zwischen 500 bis 1.100 DM/kW_{th} Leistung (0,3 bis 10 MW_{th}). Hieraus resultieren Wärmegestehungskosten von 0,04 bis 0,08 DM/kWh_{th} bei Kleinanlagen und von 0,02 bis 0,06 DM/kWh_{th} bei Grundlastgroßanlagen; bei den niedrigeren Wärmegestehungskosten ist vorausgesetzt, daß es sich um kostenfreies Restholz handelt, bei den höheren Wärmegestehungskosten, daß die Brennstoffkosten 3,5 Pf/kWh_{el} betragen.

1.5.3 Gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung

1.5.3.1 Biomasse-Heizkraftwerke

Im Jahre 1999 haben die 63 Heizkraftanlagen mit einer installierten Leistung von 107 MW in Deutschland insgesamt 245 GWh Strom eingespeist. Damit wird das Potential, das je nach Schätzung mit durchschnittlich 137.000 GWh angegeben wird, zu deutlich weniger als 1 % ausgeschöpft. Der so erzeugte Strom wird nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz mit 20 Pf/kWh_{el} bei Anlagen bis 0,5 MW, mit 18 Pf/kWh_{el} bei Anlagen zwischen 0,5 und 5,0 MW bzw. mit 17 Pf/kWh_{el} bei Anlagen bis 20 MW vergütet.

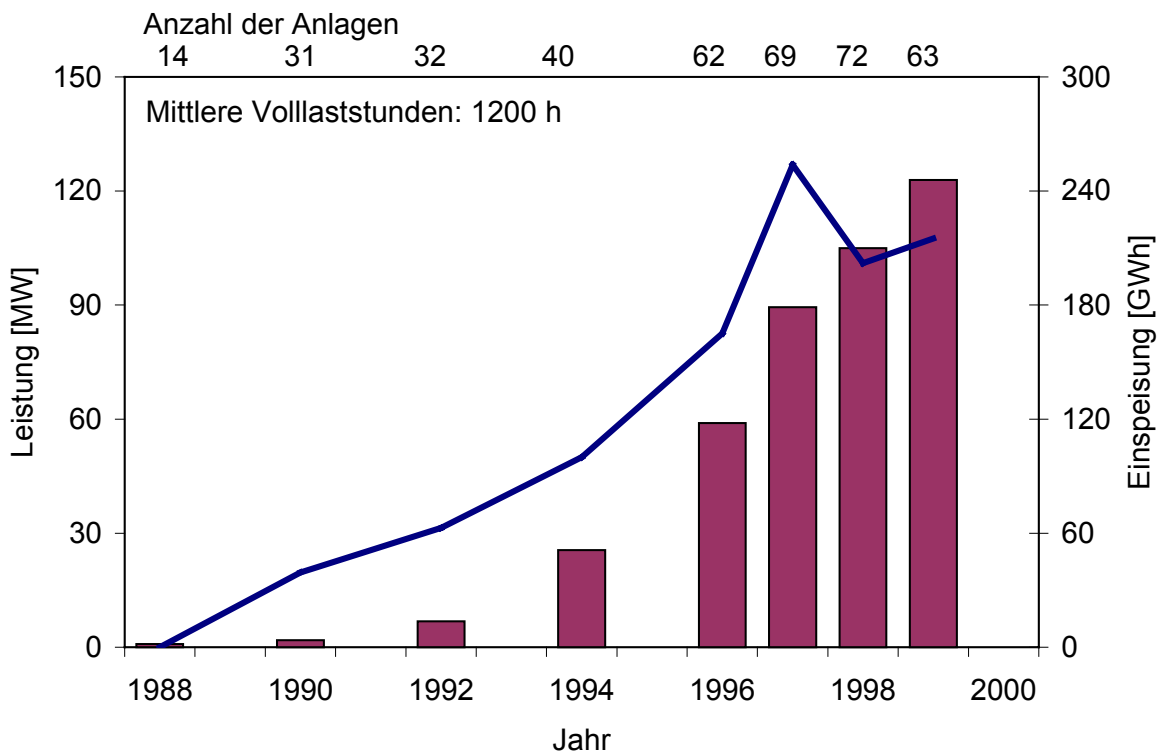


Abbildung 1-58: Biomasse-Heizkraftwerke in Deutschland

Technik und Entwicklung: Bisher wird die feste Biomasse zumeist thermisch in einem Dampfkraftprozeß genutzt. Hierbei kommen zumeist Rostfeuerungen und Dampfturbinen zum Einsatz. Da es sich um konventionelle Techniken handelt, sind nur geringe Weiterentwicklungen zu erwarten. Dagegen befindet sich die Holzvergasung mit anschließender Nutzung des Holzgases in einem BHKW im Pilotanlagenstadium.

Das heißt, die noch recht hohen Stückkosten werden wohl einer starken Kostendegression unterworfen sein.

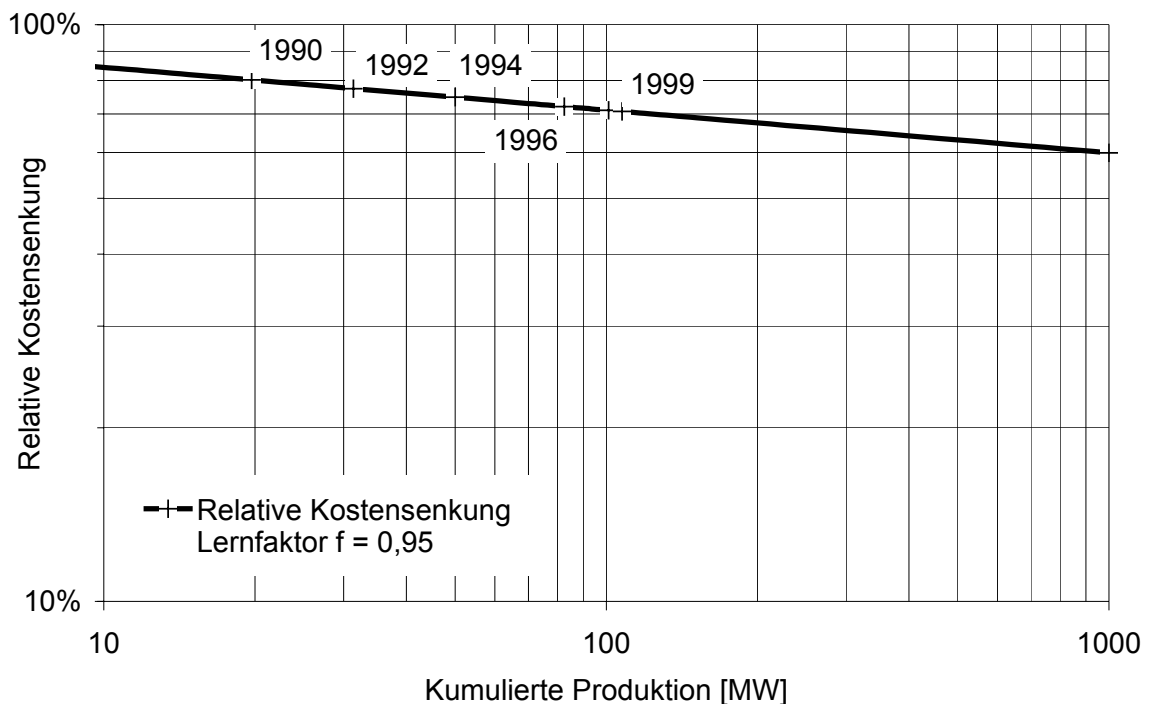


Abbildung 1–59: Lernkurve Biomasse-Heizkraftanlagen

Kosten: Die spezifischen Investitionskosten belaufen sich bei Kleinanlagen bis $0,1 \text{ MW}_{\text{el}}$ auf $29 \text{ TDM/kW}_{\text{el}}$, bei Anlagen zwischen $0,1$ und 1 MW_{el} auf ca. 10 bis 13 $\text{TDM/kW}_{\text{el}}$ und bei Anlagen mit ca. 2 MW_{el} auf $5 \text{ TDM/kW}_{\text{el}}$. Hieraus resultieren Wärmegestehungskosten von ca. $0,06$ bis $0,09 \text{ DM/kWh}_{\text{el}}$ bei Kleinanlagen bzw. $0,02$ bis $0,05$ bei Großanlagen unter der Voraussetzung, daß der erzeugte Strom nach dem EEG vergütet wird.

Ein Beispiel für die erste Art der Nutzung von Biomasse in einem Heizkraftwerk ist in Tabelle 1–26 aufgeführt. Die spezifischen Investitionen dieser Anlage liegen aufgrund des geringeren Heizwertes der Biomasse und des dadurch erforderlichen größeren Bauvolumens bei gleicher Leistung um ca. 10 bis 20 % über denen vergleichbarer kohlebefeuerter Anlagen, d. h. in einem Kostenband von ca. 3000 bis $3500 \text{ DM/kW}_{\text{el}}$. Der elektrische Wirkungsgrad erreicht (geschätzte) 35 %, der Jahresnutzungsgrad 80 bis 90 %.

| | |
|--|---|
| Kurzbeschreibung (Zweck der Anlage, Art der Energieerzeugung, Energieabnehmer, Besonderheiten) | Kraft-Wärme-Kopplungsanlage zur Dampfversorgung des Stahlwerkes Neue Maxhütte und des Fernwärmenetzes Sulzbach-Rosenberg, Einspeisung des erzeugten Stroms ins Netz |
| Inbetriebnahmejahr | 1995 |
| Art der eingesetzten Biomasse sowie deren Anlieferungsform | Holzhackschnitzel aus der Forstwirtschaft und aus Holzverarbeitungsbetrieben, Grünschnitt, Ganzpflanzen |
| Biomassedurchsatz | 45.000 t/a |
| Feuerungsart | Rostfeuerung mit ungekühltem Feuer- raum |
| Feuerungswärmeleistung | 2 x 11 MW |
| Stromerzeugungsaggregat (Turbine) | Entnahme-Kondensationsturbine |
| Nennwärmeleistung | 2 x 8,4 MW |
| Elektrische Leistung | 1,4 MW (Entnahmebetrieb) |
| Rauchgasreinigungssystem | Elektrofilter mit vorgeschaltetem Multizy- klon |

Tabelle 1–26: Technische Daten des Biomasse-Heizkraftwerkes Sulzbach-Rosenberg (Internetabfrage)

Ein Beispiel für die kombinierte Art der Nutzung von Biomasse durch Kessel- und Motoranlage ist das Heizkraftwerk Domsland/Eckernförde, das zu den größten dieser Bauart zählt. Die Anlage versorgt ein Neubaugebiet mit 380 Wohneinheiten und ein Dienstleistungszentrum mit Strom und Wärme, die ausschließlich aus Biomasse erzeugt werden. Das Heizkraftwerk besteht aus zwei mit Holz gefeuerten Kesseln (1,5 und 2,5 MW Wärmeleistung) und einer Pyrolyseanlage kombiniert mit einem gasmotorischen BHKW. Als Besonderheit der Anlage übernimmt das Pyrolyse-BHKW neben der ganzjährigen Erzeugung von Strom und Wärme auch die während der Schwachlastzeiten geringere Wärmeleistung, die nur für die Warmwasserversorgung der Haushalte und die Deckung der Netzverluste benötigt wird. Die Anlage fährt daher z. B. im Sommer monovalent, d. h., die Heizkessel bleiben außer Betrieb (Tabelle 1–27).

Die Investitionskosten des Heizkraftwerkes belaufen sich auf insgesamt 9,15 Mio. DM, wobei ein großer Teil auf das Wärmenetz zur Versorgung der Gemeinde entfällt.

| | |
|--|---|
| Kurzbeschreibung (Zweck der Anlage, Art der Energieerzeugung, Energieabnehmer, Besonderheiten) | Kraft-Wärme-Kopplungsanlage zur Versorgung von 380 Wohneinheiten und Dienstleistungszentrum mit Strom und Wärme, bestehend aus 2 Holzgaskesseln, Pyrolyseeinheit und Holzgas-BHKW |
| Art der eingesetzten Biomasse sowie deren Anlieferungsform | Holzhackschnitzel aus der Forstwirtschaft und aus Holzverarbeitungsbetrieben |
| Biomassedurchsatz | 10.000 t/a |
| Feuerungsart | Rostfeuerung |
| Nennwärmeleistung der Kessel | 1,5 und 2,5 MW |
| Nennwärmeleistung des BHKW | 400 kW |
| Elektrische Leistung des BHKW | 220 kW |

Tabelle 1–27: Technische Daten des Biomasse-Heizkraftwerkes Domsland/Eckernförde (Internetabfrage)

1.5.3.2 Deponie- und Klärgas-BHKW

Die ca. 440 Deponie- und Klärgasanlagen in Deutschland haben im Jahre 1999 zusammen ca. 800 GWh Strom eingespeist. Der so erzeugte Strom wird nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz mit 15 Pf/kWh_{el} bei Anlagen bis 0,5 MW und mit 13 Pf/kWh_{el} bei Anlagen zwischen 0,5 und 5,0 MW vergütet. Die geringe Einspeisung bei Klärgasanlagen resultiert aus dem sehr hohen Eigenverbrauch (ca. 90 %). Als Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen werden Deponiegasanlagen nur sehr selten und Klärgasanlagen nur durch den Wärmeeigenverbrauch bei der Beheizung der Fermenter im Winter betrieben; häufig werden diese Anlagen nur zur ungekoppelten Stromerzeugung genutzt, da sich in wirtschaftlicher Nähe im Regelfall kein Abnehmer/Kunde befindet.

Technik und Entwicklung: Das Klär- und Deponiegas wird in konventionellen Gas-BHKW genutzt, um Strom und Wärme zu erzeugen; zum Teil werden noch verschiedene Gasreinigungsstufen vorgeschaltet. Da es sich bei den BHKW um konventionelle Technik handelt, sind hier nur geringe Weiterentwicklung und Kostendegressionen zu erwarten. Der mögliche Einsatz von Brennstoffzellen dagegen befindet sich noch im Versuchs- oder Pilotanlagenstadium. Hier ist in Zukunft eine deutliche Reduktion der noch sehr hohen Kosten zu erwarten. Wann diese jedoch wirtschaftlicher als BHKW eingesetzt werden können, ist bisher nicht bekannt.

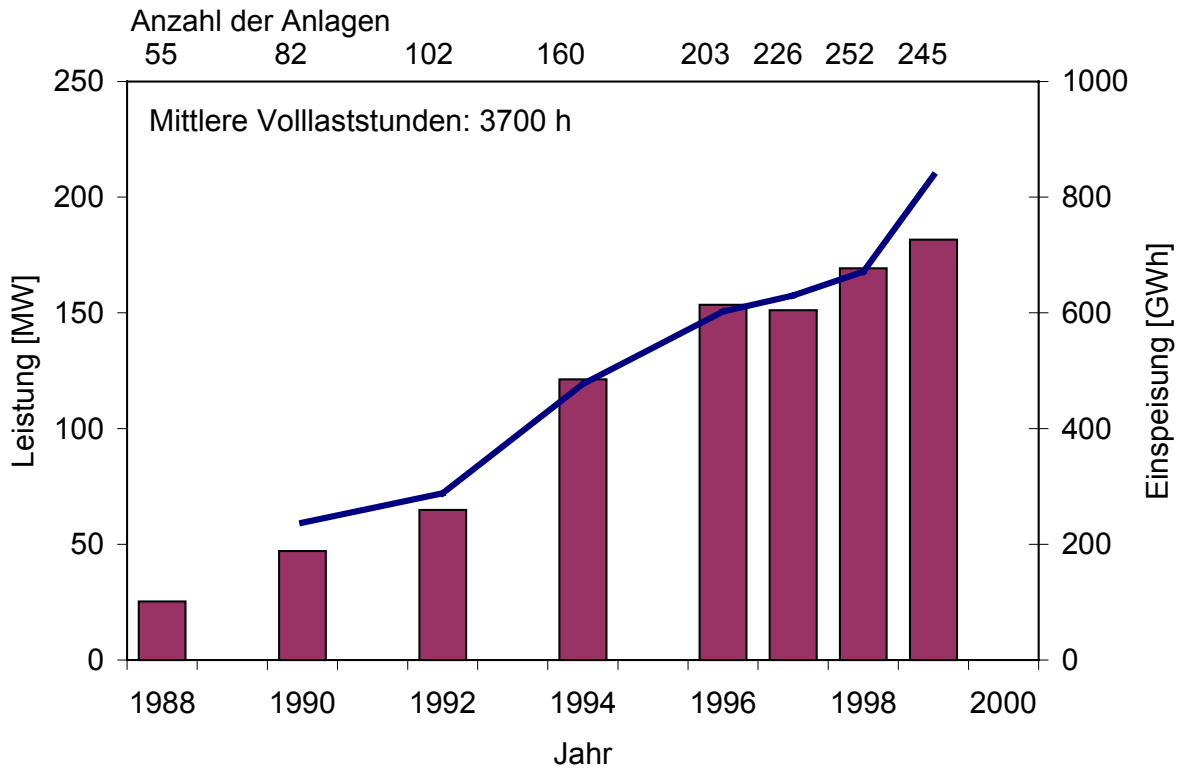


Abbildung 1–60: Deponiegasbetriebene Anlagen in Deutschland

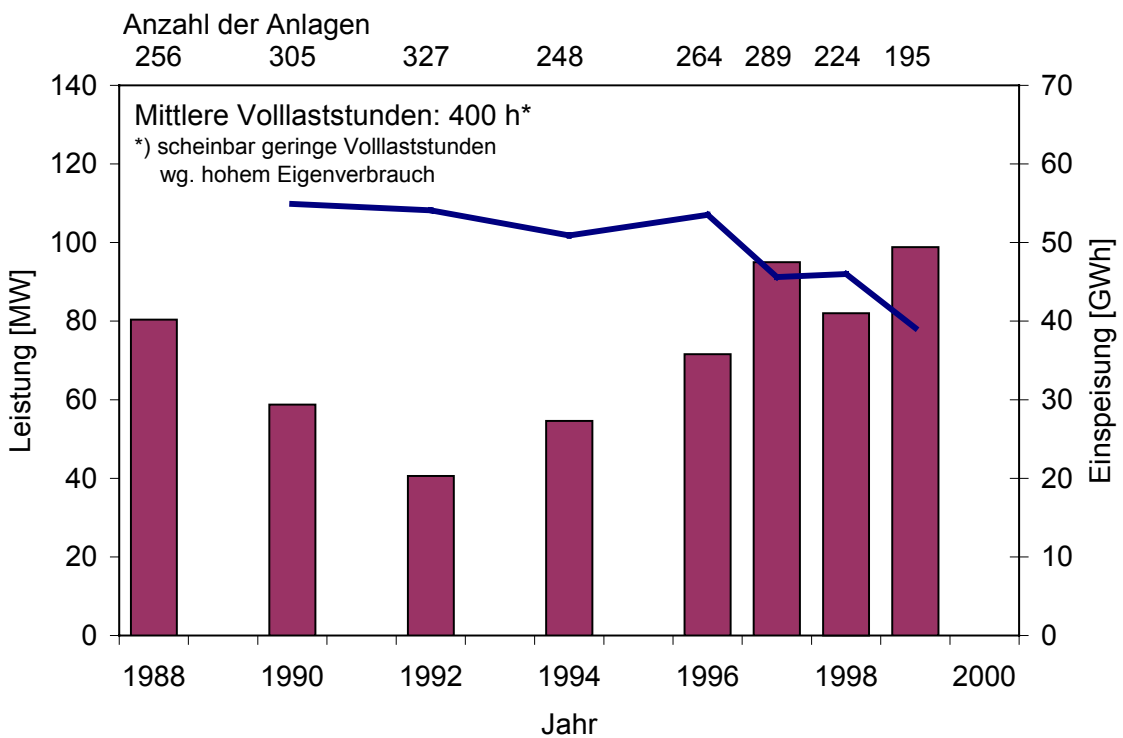


Abbildung 1–61: Klärgasbetriebene Anlagen in Deutschland

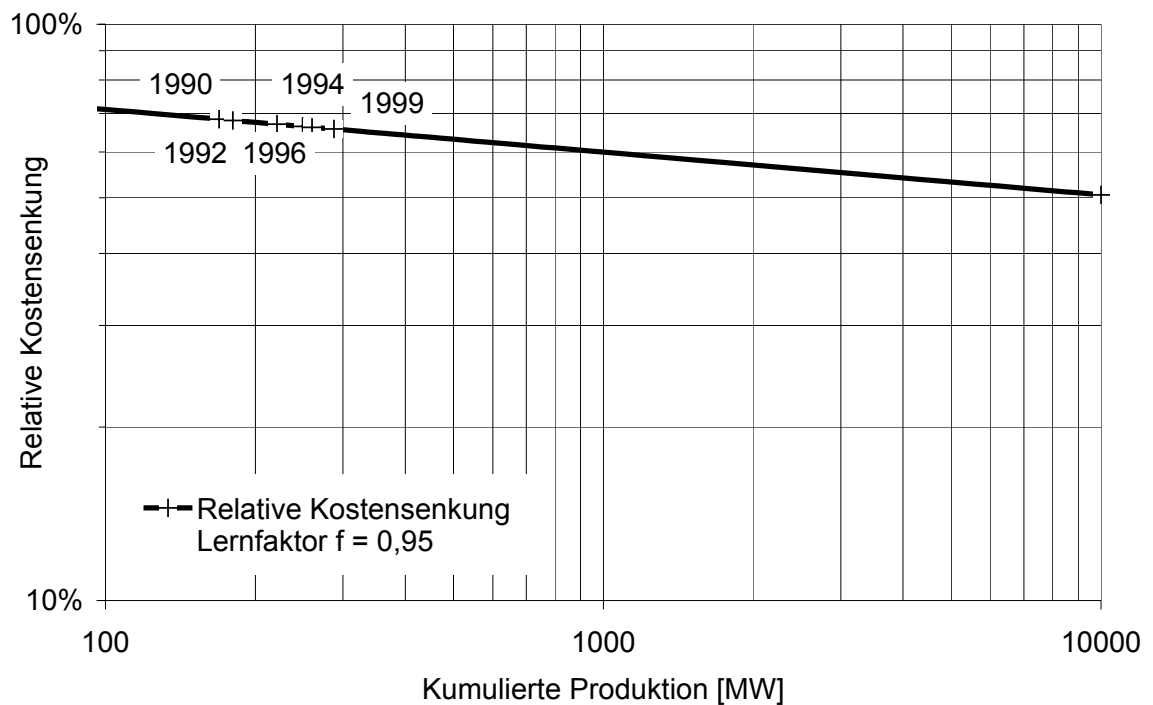


Abbildung 1–62: Lernkurve Biomasse-Heizkraftanlagen

Kosten: Die spezifischen Investitionen belaufen sich bei Deponiegasanlagen mit 400 kW_{el} auf ca. 1.350 DM/kW_{el} für die KWK-Technik sowie ca. 500 DM für sonstige Technik (Trafo etc.). Hieraus resultieren Stromgestehungskosten von 7 bis 10 Pf/kWh; Kosten für die Deponietechnik sind nicht berücksichtigt. Für Klärgasanlagen ergeben sich vergleichbare Kosten.

2 Technischer und ökonomischer Stand der Veredelung fossiler und regenerativer Brennstoffe

2.1 Systematisierung der Technologien

Prinzipiell handelt es sich bei allen Verfahren der Veredelung von Brennstoffen um eine Konzentration von Energie. Ein Ausgangsstoff mit geringerer Energiedichte wird in ein Produkt mit hoher Energiedichte überführt. Im Verlauf des Prozesses muß ein Teil der im Ausgangsstoff enthaltenen Energie aufgewendet werden, um die gewünschte Energiedichte herzustellen. Notwendig wird dieser Prozeß, um erstens im Fall von einigen regenerativen Brennstoffen, z. B. Raps, eine energetische Nutzung technisch überhaupt zu ermöglichen oder zweitens, höhere Verbrennungstemperaturen zu erreichen und damit die Temperatur der Wärmezufuhr für den thermodynamischen Kreisprozeß zu erhöhen, z. B. Vergasung von Kohle und Nutzung in Gas- und Dampfprozessen (Abbildung 2–1). Ziel ist stets die Steigerung des elektrischen Gesamtwirkungsgrades des Prozesses.

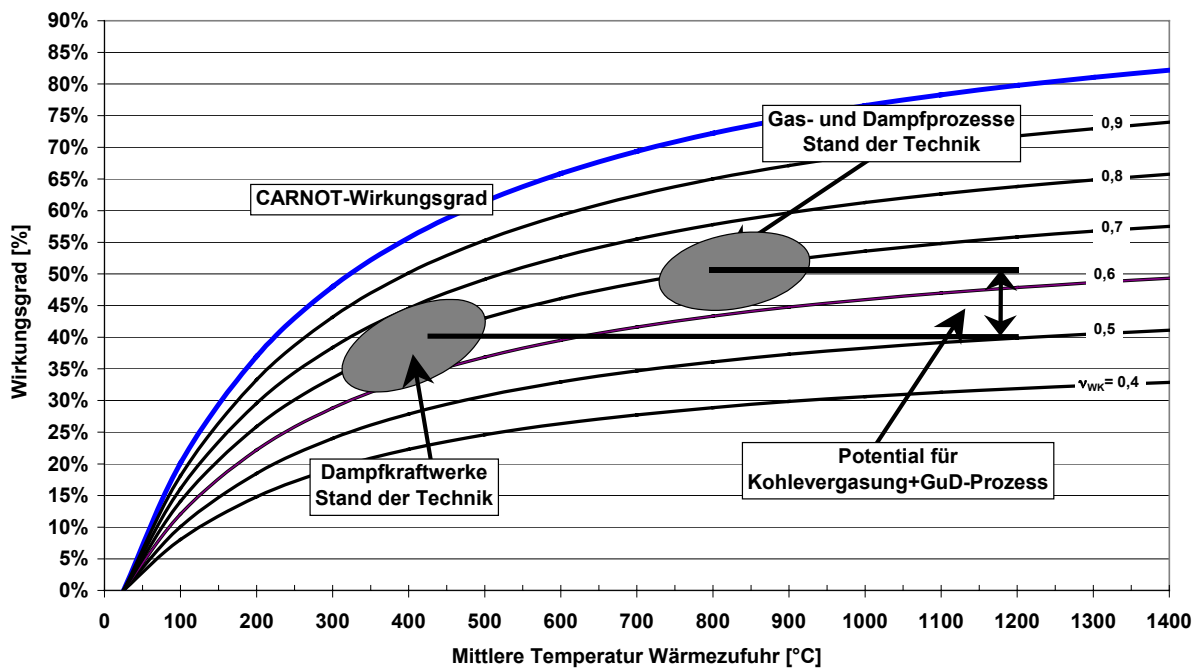


Abbildung 2–1: Motivation zum Einsatz von Kohleveredelungsprozessen

Hinzu kommt, daß die Kapitalkosten und die variablen Kosten für den Teil der Anlage, in dem die chemische Energie des Brennstoffes in Wärme umgewandelt wird, mit sinkender Energiedichte stark ansteigen, so daß die Veredelung regenerativer Brennstoffe auch betriebswirtschaftliche Hintergründe hat.

Eine Systematisierung der wichtigsten Verfahrenskombinationen zur energetischen Nutzung regenerativer Brennstoffe zeigt Abbildung 2–2.

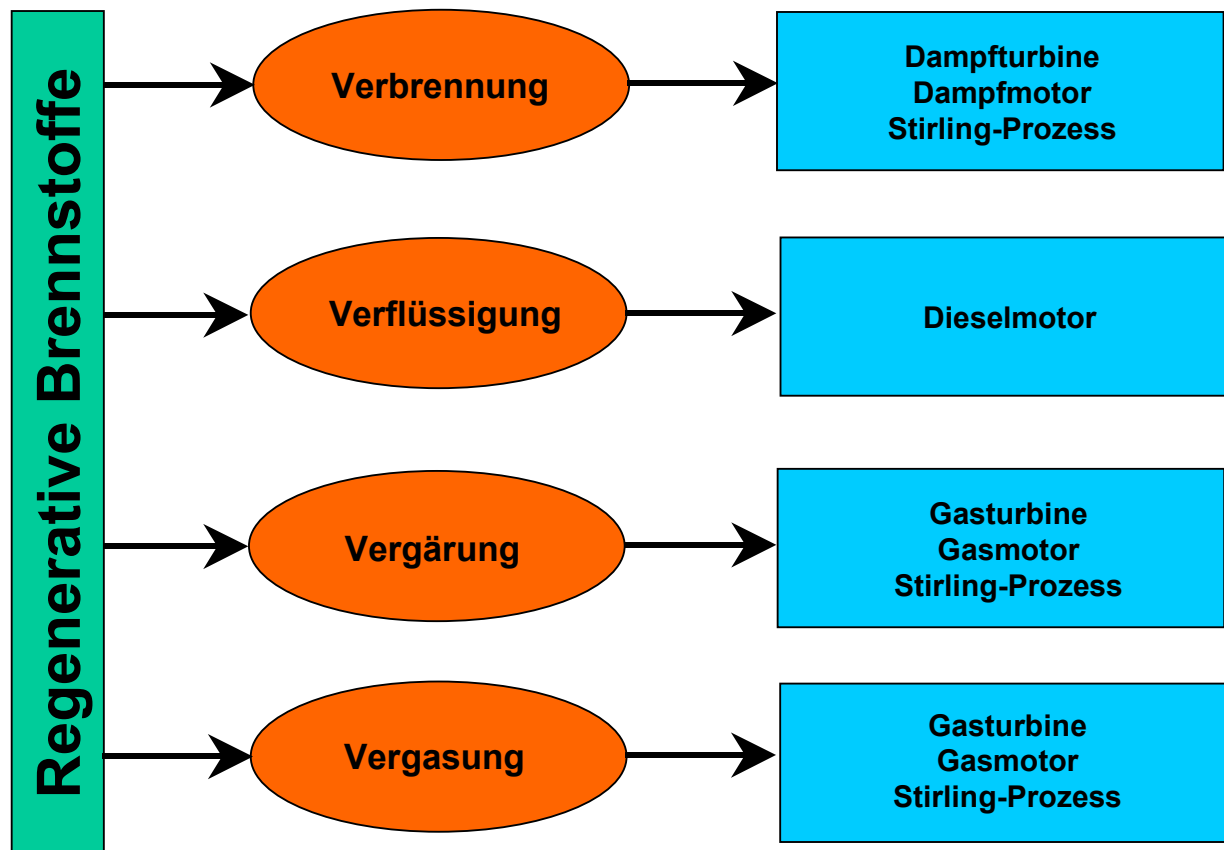


Abbildung 2–2: Verfahrenskombination zur Nutzung regenerativer Brennstoffe

Die Vergasung regenerativer Brennstoffe stellt vor allem gegenüber der Verbrennung eine interessante Alternative dar, da die erreichbaren elektrischen Wirkungsgrade durch die Nachschaltung von Gasmotoren und Gasturbinen bei 22 bis 37 % liegen. Demgegenüber ist die Verbrennung mit nachgeschalteter Dampfturbine ein Prozeß, der technisch beherrscht wird. Allerdings sind die Wirkungsgrade der Dampfturbinen im Leistungsbereich der Nutzung von regenerativen Brennstoffen (2 MW bis maximal 30 MW elektrischer Leistung) zu niedrig, so daß elektrische Gesamtwirkungsgrade von 15 bis 18 % erreicht werden. Technisch einsatzreif ist auch die Gewinnung von Biokraftstoffen. Allerdings ist ein wirtschaftlicher Betrieb für den Betreiber nur durch Fördermaßnahmen erreichbar. Für die Vergärung pflanzlicher Reststoffe oder Abfällen aus der Landwirtschaft gilt dasselbe.

Alle anderen Verfahren stehen entweder im Entwicklungs- oder gar Forschungsstadium, so daß mit einem breiteren Einsatz in Kürze nicht zu rechnen ist.

Für die Nutzung von regenerativen Brennstoffen in Brennstoffzellen bieten sich alle Veredelungsverfahren als Vorschaltprozesse an, da Brennstoffzellen hohe Anforderungen an die Gasreinheit stellen und daher eine Gasaufbereitung- und -reinigung in jedem Fall erforderlich ist. Des weiteren wird auch im Zusammenhang mit der Entwicklung der Brennstoffzelle als Kfz-Antrieb an Reformen gearbeitet, die herkömmliche Kraftstoffe in wasserstoffreiche Gase umwandeln können, so daß auch Biokraftstoffe prinzipiell in der Brennstoffzelle genutzt werden können. Abbildung 2–3 zeigt die Verfahrensmöglichkeiten.

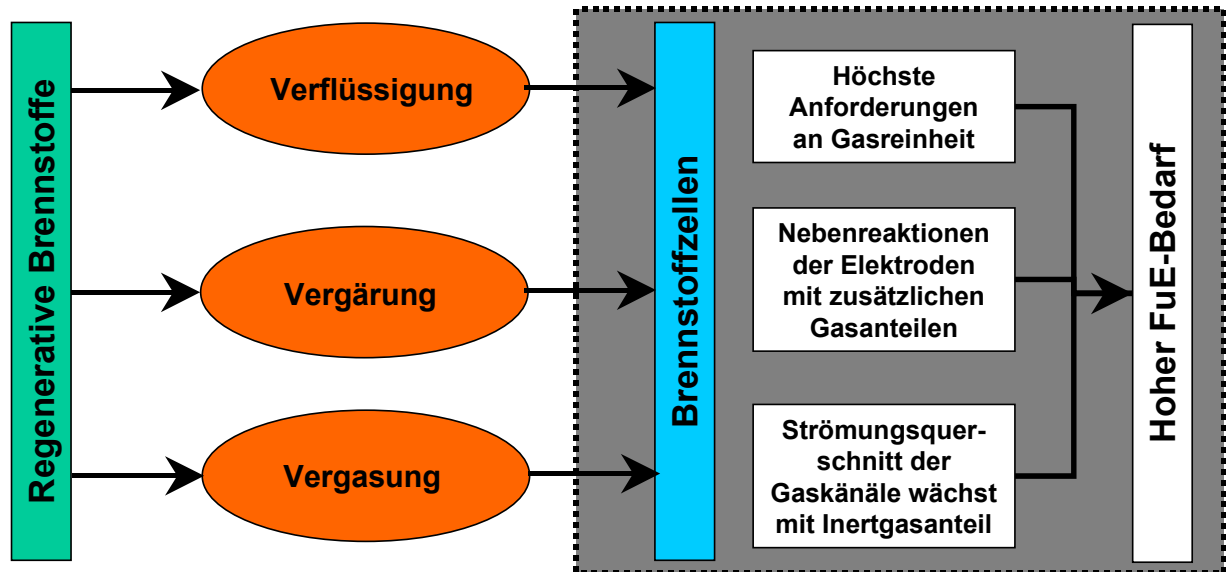


Abbildung 2–3: Möglichkeiten der Nutzung von regenerativen Brennstoffen in Brennstoffzellen

Die Elektroden der Brennstoffzellen bestehen aus porösen Werkstoffen, an deren Porenwänden die chemischen Reaktionen ablaufen. Mittlerweile kristallisiert sich heraus, daß die wesentlichen Verluste in der Hemmung von Transportprozessen innerhalb der porösen Strukturen der Brennstoffzelle liegen. Verunreinigungen der porösen Strukturen sind daher zu vermeiden. Die Anforderungen an die Gasqualität, die derzeit von den Entwicklern gefordert werden, sind daher entsprechend hoch (Tabelle 2–1). Inwieweit sich Nebenreaktionen der Inertgasanteile mit den Elektrodenmaterialien negativ auf die Leistung der Brennstoffzelle auswirken oder eine Leistungsdegradation hervorrufen, ist ein weiterer Untersuchungspunkt. Die in der Brennstoffzelle aus dem Produktgas gewinnbare molare Reaktionsarbeit ist stark vom Verhältnis der brennbaren Bestandteile und ihren Reaktionsprodukten, H_2/H_2O bei Niedertemperatur-Brennstoffzellen bzw. H_2/H_2O und CO/CO_2 , abhängig. Eine Abhängigkeit dieser Arbeit vom Inertgasanteil besteht hingegen nicht. Zu berücksichtigen ist aber, daß der der Brennstoffzelle zuzuführende Brenngasstrom mit steigendem Inertgasanteil linear anwächst, was höhere Strömungsquerschnitte in den Gaszuführungskanälen der Brennstoffzelle erfordert. Der FuE-Bedarf für diese Verfahrenskombination ist entsprechend hoch.

| | Gasmotor | Brennstoffzelle | | | |
|-----------|--------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|-------------|
| | | PEM | PAFC | MCFC | SOFC |
| Staub | < 50 mg/Nm ³ | < 1 mg/Nm ³ | < 1 mg/Nm ³ | < 1 mg/Nm ³ | # 10 ppm |
| Teer | < 100 mg/Nm ³ | < 1ppm | < 1ppm | Spuren | < 1000 ppm |
| CO | stört nicht | 10 ... 100 ppm | < 0,2 % | stört nicht | stört nicht |
| S (total) | < 0,15 % | < 1 ppm | < 1 ppm | < 1 ppm | < 1 ppm |
| Halogene | < 400 | → 0 | 0,05 ppm | < 1 ppm | < 1 ppm |

Tabelle 2–1: Erforderliche Gasqualitäten für Gasmotoren und Brennstoffzellen

Abbildung 2–4 zeigt die verfahrenstechnischen Möglichkeiten der Vergasung fester Brennstoffe.

Die Vergasung von Holz und holzartigen Rest- und Abfallstoffen in Festbett- oder Wirbelschichtvergäsern und die Gasnutzung zur Wärmeerzeugung ist Stand der Technik. Die überwiegend in den skandinavischen Ländern eingesetzten Holzvergaser dienen nahezu ausschließlich der Wärmeerzeugung. Die technisch deutlich schwierigere Vergasung von Stroh und anderen festen Agrobrennstoffen, die meist höhere Konzentrationen an Stickstoff, Schwefel, Chlor und Alkalimetallen enthalten als Holz, befindet sich dagegen noch in einer frühen Forschungs- und Entwicklungsphase. Eine Intensivierung der Entwicklung von Vergasungstechniken für halmartige Biomassearten ist ein lohnenswertes Ziel, da das Aufkommenspotential dieser Brennstoffgruppe vergleichsweise groß ist.

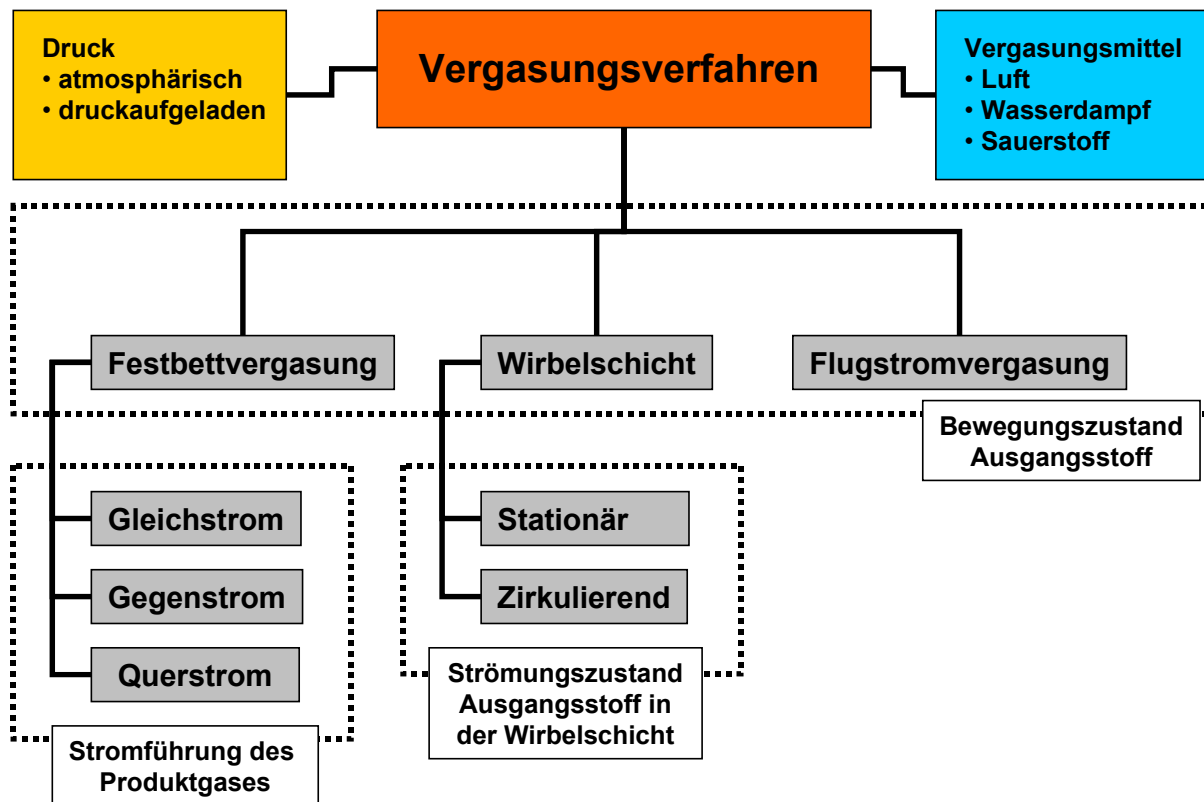


Abbildung 2–4: Verfahren der Vergasung fester Brennstoffe

Bei den meisten Verfahren zur Biomassevergasung wird Luft als Vergasungsmittel eingesetzt und ein niederkaloriges Schwachgas (3 bis 5 MJ/m³) erzeugt. Diese Schwachgase können nach einer Gasreinigung und ggf. Gasabkühlung motorisch genutzt oder in Gasturbinen eingesetzt werden. Für Gasturbinen mit nachgeschalteter Dampfturbine (GuD-Anlagen) sind mittelkalorige Gase (12 bis 15 MJ/m³) günstiger als Schwachgase. Im Falle der Dampfeinspritzung in den Brenner der Gasturbine (Cheng-Prozeß) werden zumindest mittelkalorige Gase gebraucht. Auch im Falle einer Methanol- oder Wasserstoffgewinnung aus fester Biomasse oder einer Gasnutzung in Niedertemperatur-Brennstoffzellen müssen entweder Vergaser verwendet werden, die mit hochangereichertem Sauerstoff und Wasserdampf arbeiten, oder es müssen allotherme Vergaser mit Wasserdampf als Vergasungsmittel herangezogen werden, um das hierfür benötigte wasserstoffreiche, mittelkalorige Rohgas zu erzeugen.

Eine gründliche Gasreinigung und eine optimale Anpassung des Gases aus der Biomassevergasung an die jeweiligen Anforderungen der Anlagen zur Gasnutzung sind die Voraussetzungen zur Gasnutzung in Gasmotoren, Gasturbinen oder Brennstoffzellen. Durch Erhöhung der Gastemperatur oder durch Katalysatoren können die Teerverbindungen inzwischen relativ wirksam gespalten werden. Eine Lösung des vor allem bei Biobrennstoffen bestehenden Teerproblems mit wirtschaftlich vertretbarem Aufwand gibt es jedoch auch für Holzvergaser noch nicht. Von den auf dem Markt angebotenen Vergasertypen sind bislang keine in Verbindung mit motorischer Gasnutzung in Blockheizkraftwerken (BHKW) im Dauerbetrieb erfolgreich getestet worden.

Die Kohlevergasung wird demgegenüber lange praktiziert. Die Kombination von Kohlevergasung und der Gasnutzung in kombinierten Gas- und Dampfprozessen wird jedoch erst seit einigen Jahren demonstriert. Wichtiges Merkmal dieser Kraftwerkstypen ist die stets sehr aufwendige Verfahrenstechnik, die aus der erforderlichen Gasreinigung resultiert. Bei den derzeit in Betrieb befindlichen Anlagen wird vorrangig das Flugstromverfahren eingesetzt /Schnell/. Grund dafür ist der hohe Umsatzgrad der eingesetzten Kohle und die geringe Belastung des Produktgases mit Teer und Phenolen. Die meisten Anlagen werden mit reinem Sauerstoff betrieben, was mehrere Vorteile hat:

- 1) niedrigere Volumenströme, geringerer Anlagenaufwand für den Vergaser,
- 2) höherer Heizwert des Produktgases.

Diesen Vorteilen steht die Anschaffung und der Betrieb einer Luftzerlegungsanlage gegenüber, die bei Lastwechsellvorgängen sehr träge reagiert.

2.2 Energetische Bewertung der einzelnen Verfahren

Die energetische Bewertung der einzelnen Verfahren der Nutzung regenerativer Brennstoffe wird durch die Vielzahl unterschiedlicher Verfahrenskombinationen erschwert. Gewöhnlich wird bei Vergasungsverfahren der Kaltgaswirkungsgrad angegeben, bei dem die spezifische Brennstoffenergie von Produktgas und Ausgangsstoff unter Berücksichtigung des spezifischen Gasertrages miteinander ins Verhältnis gesetzt werden. Für die meisten Verfahren liegt der Kaltgaswirkungsgrad zwischen 55 % und 70 % bei Vergasungsverfahren für regenerative Brennstoffe und Abfallstoffe.

Kohlevergasungsprozesse für den Einsatz in Gas- und Dampfprozessen mit integrierter Kohlevergasung erreichen in Abhängigkeit vom Vergasungsverfahren folgende Kaltgaswirkungsgrade:

- 1) Festbettvergasung mit flüssigem Ascheabzug, $\eta_{KG} = 92 - 94 \%$
- 2) Wirbelbettvergasung, $\eta_{KG} = 80 - 85 \%$
- 3) Flugstromvergasung, $\eta_{KG} = 78 - 83 \%$.

Die Angabe des Kaltgaswirkungsgrades ist jedoch aus technologischen Gründen problematisch, da in ihm die fühlbare Wärme des Produktgases nach dem Austritt aus dem Vergasungsreaktor nicht enthalten ist. Verschiedene Vergasungsverfahren erfordern zur Reinigung des Gases jedoch eine weitgehende Abkühlung des Produktgases. Andererseits darf die Eintrittstemperatur des Produktgases bei verschie-

denen Technologien bestimmte Werte nicht überschreiten, z. B. Gas-Otto-Motoren mit äußerer Gemischbildung ca. 50°C.

Kohlekraftwerke, basierend auf Gas- und Dampfprozessen mit integrierter Kohlevergasung, erreichen im Leistungsbereich von 300 MW elektrische Gesamtwirkungsgrade von 43 bis 45 % /Schnell/.

2.3 Zukünftige Entwicklung der Technologien der Brennstoffveredelung

Bei der Einschätzung des künftigen Entwicklungs- und Einsatzpotentials von Veredlungsverfahren ist zwischen regenerativen und fossilen Brennstoffen zu unterscheiden.

In der Kraftwerkstechnik steigen die elektrischen Wirkungsgrade mit der Einheitsleistung. Die spezifischen Investitionskosten zeigen mit steigender Einheitsleistung jedoch einen degressiven Verlauf. Sowohl primärenergetisch als auch betriebswirtschaftlich besteht demnach in der Kraftwerkstechnik ein Entwicklungspotential zu hohen Einheitsleistungen. Bei der Nutzung regenerativer Brennstoffe fallen jedoch auch Kosten für die Brennstoffbeschaffung und Logistik an. Das Potential zu hohen Einheitsleistungen, höheren elektrischen Wirkungsgraden und niedrigeren spezifischen Anlagenkosten ist bei der Nutzung regenerativer Brennstoffe damit stark eingeschränkt. In Deutschland ist von einem Leistungsbereich $< 30 \text{ MW}_{\text{el}}$ auszugehen /Rösch/. Die Nutzung von regenerativen Brennstoffen stellt im Markt für Energie- und Kraftwerkstechnik eine Nischenanwendung dar, deren Wirtschaftlichkeit und die daraus folgende Entwicklungsmotivation nur mit Hilfe von Fördermaßnahmen erreicht werden kann.

Eine Steigerung des elektrischen Wirkungsgrades auch im unteren Leistungsbereich kann durch die Kombination von Veredlungsverfahren und Brennstoffzellen, insbesondere Hochtemperatur-Brennstoffzellen mit nachgeschalteten Wärme-Kraft-Prozessen, realisiert werden. Das Wirkungsgradpotential dieser Anlagen liegt im Leistungsbereich von 250 kW bei 57 %, bis 20 MW bei 70 % /Hassmann/. Voraussetzung für diese Verfahrenskombination ist die Sicherstellung einer hohen Reinheit des Veredelungsproduktes, so daß hoher Entwicklungsbedarf entsteht und mit einem schnellen Einsatz der Brennstoffzelle zur Nutzung regenerativer Brennstoffe nicht zu rechnen ist.

Kraftwerksprozesse auf der Basis kombinierter Gas- und Dampfprozesse mit integrierter Kohlevergasung stellen dagegen eine interessante Alternative zur Nutzung fossiler Brennstoffe dar. Das Entwicklungspotential für die Steigerung des elektrischen Wirkungsgrades liegt vor allem in der Weiterentwicklung der Heißgasreinigung und der Steigerung der Turbineneintrittstemperatur. Bis 2010 sollen mit den genannten Maßnahmen und verschiedenen Einzeloptimierungen in Gas- und Dampfprozessen mit integrierter Kohlevergasung und Sauerstoff als Vergasungsmittel elektrische Wirkungsgrade von 49 % erreicht werden. Durch Erhöhung der Einheitsleistung sollen schließlich elektrische Wirkungsgrade von 50 % erreicht werden. Probleme sind vor allem in der komplizierten Verfahrenstechnik und der daraus resultierenden geringeren Verfügbarkeit der Anlagen zu sehen. Des weiteren soll das Brennstoffspektrum dieser Anlagen auf die Nutzung regenerativer Brennstoffe erweitert werden /Schnell/.

3 Entwicklung der Technologien zur CO₂-Abscheidung und -Entsorgung

3.1 Einführung

Die folgenden Ausführungen basieren auf einer an der TU Dresden angefertigten Bachelorarbeit /Starke 2000/.

Kohlendioxid (CO₂) ist das Reaktionsprodukt bei der Oxidation von Kohlenstoff. CO₂ entsteht einerseits auf natürliche Weise durch den Stoffwechsel der Lebewesen, Verrottung und natürlich verursachte Verbrennung von Biomasse sowie auch durch Vulkantätigkeit, andererseits durch die energiebedingte Verbrennung (Oxidation) kohlenstoffhaltiger Brennstoffe, wie Holz, Gas, Kohle oder Öl.

Kohlenstoffhaltige Energieträger sind spätestens seit der Erfindung der Dampfmaschine zu einem wirtschaftlichen und politischen Motor geworden. In den letzten Jahrzehnten deckten die fossilen Energieträger den Hauptteil der Energiegewinnung bei stark steigendem Energieverbrauch ab. Ein degressiver Verlauf des Energieverbrauchs ist nicht abzusehen, da die weltweite Industrialisierung weiter voranschreitet. Reichlich zwei Drittel der Klimaerwärmung gehen auf das Konto der energiebedingten CO₂-Emissionen.

Global Carbon Cycle (in GtC)

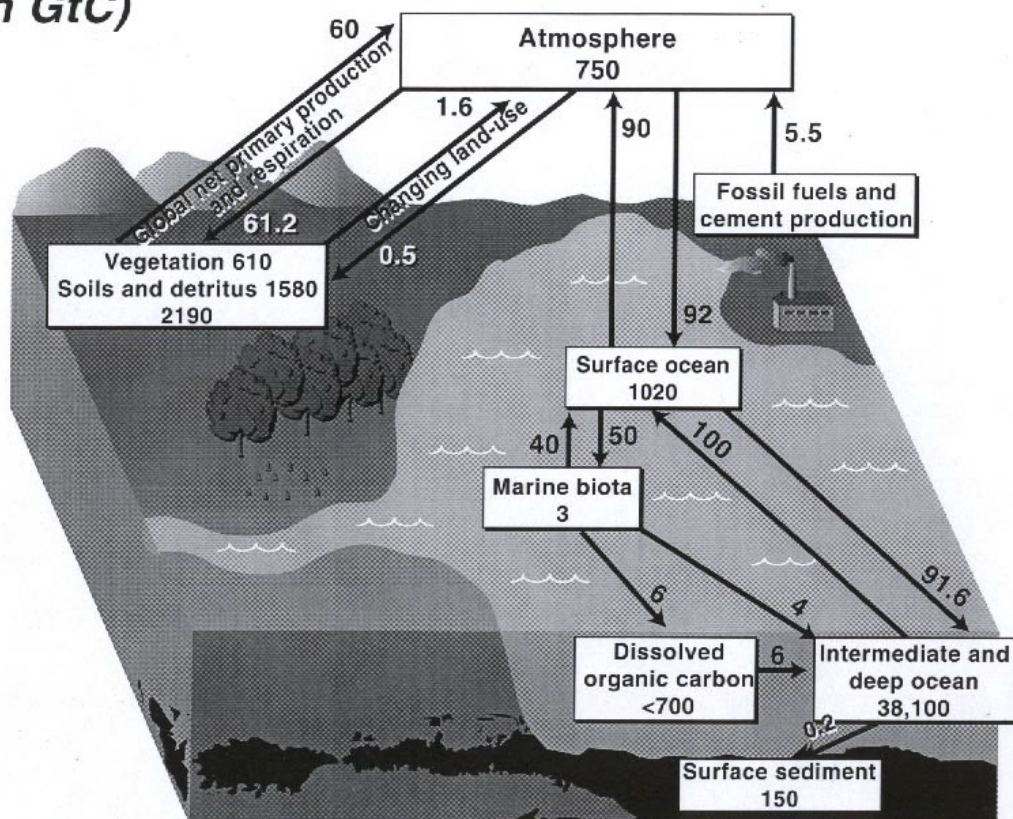


Abbildung 3–1: Kohlenstoffkreislauf

Trotz vielfältiger Bestrebungen ist es bisher nicht gelungen, die ständige Erhöhung des CO₂-Ausstoßes zu bremsen. Als Folge der weiterhin wachsenden Emission stieg die CO₂-Konzentration in der Atmosphäre kontinuierlich an. Daraus ergibt sich die Frage, wie die Folgen, die dieser CO₂-Ausstoß mit sich bringt, vermieden werden können.

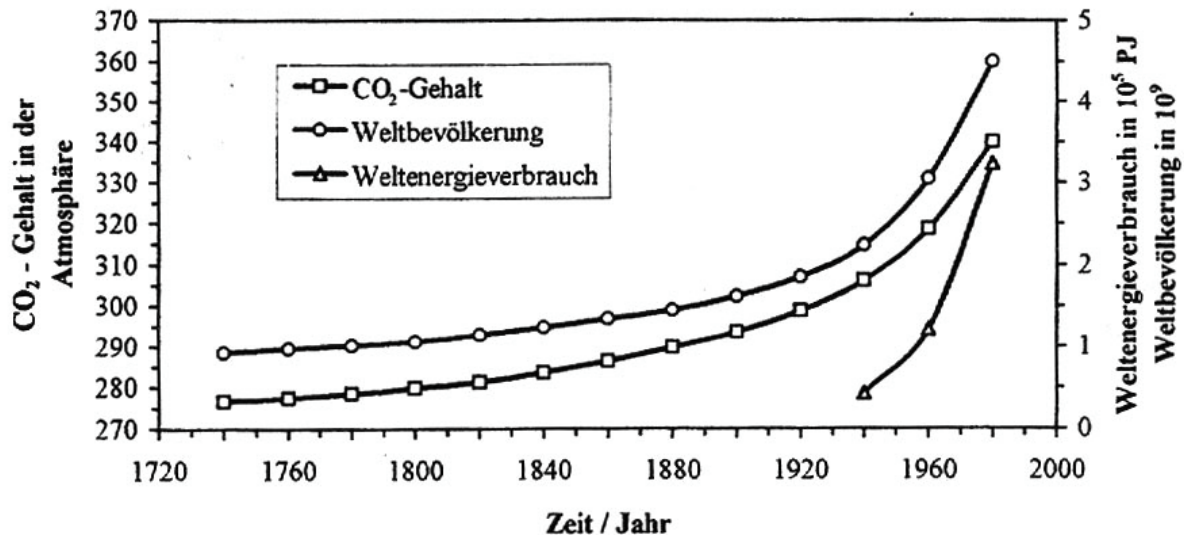


Abbildung 3-2: Energieverbrauch, Bevölkerungszuwachs und CO₂-Konzentration

Die Klimaerwärmung und der Trend im Energiesektor erfordern Maßnahmen zur Regulierung der Emission von Treibhausgasen. Schnelles globales Handeln ist notwendig, insbesondere da das Klimasystem nur träge auf Veränderungen reagiert. Gefordert wird deshalb, den politischen Druck auf die energieintensiven Branchen zu erhöhen, damit Einsparpotentiale genutzt und neue Technologien entwickelt werden.

Aber es gibt Ansätze, die enge Verquickung zwischen Energieerzeugung und Emission zu lockern, indem man dem CO₂ neue Märkte erschließt. Dabei wird zunächst nach Möglichkeiten gesucht, Treibhausgase zu vermeiden oder zurückzuhalten. In einem zweiten Schritt geht es um die Nutzung oder Entsorgung der Treibhausgase. Falls politische Maßnahmen dazu führen, daß CO₂ einen monetären Wert bekommt, so können die zusätzlichen Kosten für verteuerte Brennstoffe gegebenenfalls durch Einnahmen durch das CO₂ ausgeglichen werden.

Eine Senkung der CO₂-Emissionen ist auf dem Gebiet der Energieerzeugung durch folgende Maßnahmen möglich:

- Senkung des Brennstoffbedarfs durch Verbesserung und Kopplung von Prozessen (Erhöhung des Wirkungsgrades).
- Separation von CO₂ im Prozeß der Energieumwandlung (siehe Kapitel 3.2, 3.3), CO₂-Nutzung (siehe Kapitel 3.4) oder Transport (siehe Kapitel 3.5) und Entsorgung (siehe Kapitel 3.6).
- Umstellung auf Energieträger mit niedrigerem Kohlenstoffgehalt.

3.2 Verfahren zur Separation von CO₂ aus Gasgemischen

3.2.1 Übersicht

In diesem Kapitel sollen Verfahren vorgestellt werden, die CO₂ aus Gasgemischen separieren. Vier Arten von Verfahren kommen dabei in Frage:

- Membranverfahren,
- chemische bzw. physikalische Absorptionsverfahren,
- Adsorptionsverfahren und
- Tieftemperaturzerlegung von Gasgemischen (Kryogenik).

Ein weiteres Verfahren zur Behandlung von CO₂-haltigen Gasen ist die Zerlegung von CO₂ in seine Elementarbestandteile im Plasmareaktor. Dieses Verfahren kann keiner der vier Arten zugeordnet werden und nimmt deshalb eine Sonderstellung ein.

Membranverfahren beruhen auf der unterschiedlichen spezifischen Membranpermeabilität für die jeweiligen Gase. Sie lassen nur bestimmte Gasmoleküle passieren, so daß Gase angereichert werden können. Häufig fungieren die Membranen auch als Pfortner für die Gase und das CO₂ wird an diesen Stellen per Absorptionsverfahren chemisch ausgewaschen.

Absorptionsverfahren sind am weitesten verbreitet. CO₂ wird dabei durch ein Absorptionsmittel chemisch oder physikalisch reversibel gebunden. In einem zweiten Verfahrensschritt wird dieses gebundene CO₂ durch geeignete Verfahren wieder freigesetzt und das Absorptionsmittel steht wieder zur Aufnahme der CO₂-Fracht bereit.

Adsorptionsverfahren funktionieren ähnlich wie die Absorptionsverfahren. Hier erfolgt jedoch keine chemische Bindung, sondern eine auf physikalischen Prinzipien basierende Anlagerung an die Oberfläche meist fester Adsorber. Die Affinität von CO₂ bestimmt die Auswahl des Adsorbers. Durch Änderung der Temperatur und/oder Druckverhältnisse löst sich das CO₂ wieder von der Oberfläche.

Die Kryogenik stellt das bekannte Verfahren der Tieftemperaturzerlegung von Gasen dar, mit der auch CO₂ separiert werden kann.

3.2.2 Polymermembran

Polymermembrantrennverfahren sind physikalische Trennverfahren nach Molekülgröße, die bei Brenn- oder Rauchgasen bei geringen Temperaturen bis maximal 200 °C angewendet werden können.

Polymermembranen werden mit Poren gefertigt, deren Größe so gewählt wird, daß sie nur für bestimmte Moleküle durchlässig sind. Größere Moleküle bleiben zurück. In der Natur der Membranen liegt ein erforderlicher Druckunterschied und damit ein Druckverlust, der sich nachteilig auf die Energiebilanz auswirkt. Häufig werden Membranverfahren und chemische Waschverfahren gekoppelt, so daß höhere Abscheideraten erreicht werden und die Membran selektiv wirksam wird.

In der petrochemischen Industrie werden Kohlendioxid und Wasserstoff beispielsweise bei Kohlevergasung oder der Fischer-Tropsch-Synthese kommerziell auch mit Hilfe von Polyamid- und Cellulose-Membranen getrennt /Audus 1997/. Dieses Verfahren ist ebenfalls für die CH₄/CO₂-Trennung geeignet.

Polymermembranen sind für die Trennung von CH₄/CO₂- und auch CO/H₂-Gemischen bereits im Einsatz /Yasuda 1998; Audus 1997/. Bestechender Vorteil ist der geringe Energieaufwand zur Abtrennung von CO₂. Es ist jedoch ungeklärt, ob die relativ hohen Kosten für die Fertigung der Membranen reduziert werden können. Nachteilig ist die geringe Einsatztemperatur bis ca. 200 °C.

3.2.3 Andere Membranen

Neben den Polymermembranen wird nach anderen Membranverfahren für die Brenn- und Rauchgasreinigung bis 400 °C gesucht. Dabei kommen Keramik- oder Hybridmembranen in Betracht.

Die Keramikmembran wird als potentielle Möglichkeit in wenigen Literaturstellen erwähnt /Yasuda 1998/. Theoretische Vorteile, z. B. die Beständigkeit gegen Wärme, chemische Beanspruchung und mechanische Stabilität, kontrastieren sehr stark mit den Nachteilen der Sprödigkeit. Daher wird die Einführung einer Hybridmembran empfohlen. Sie besteht aus einem keramischen Grundgerüst mit Polymereinlagen. Eine untersuchte Membran wies 30 Tage bei 400 °C eine nahezu konstant geringe Permeabilität für CO₂ auf, entgegen einer guten für Stickstoff und Wasserstoff. Es wurde eine 99%ige Rückhaltung von CO₂ erreicht, wobei auf 600 Wasserstoffmoleküle und 200 Stickstoffmoleküle jeweils nur ein Kohlendioxidmolekül kommt. Dieses Verhalten macht die Hybridmembran attraktiv für die CO₂-Rückhaltung aus Brenngasen.

Das beschriebene Verfahren wurde erfolgreich im Labor getestet. Wichtige für die Umsetzung in die Praxis erforderliche Bedingungen sind erfüllt.

3.2.4 Metallhydroxid-Naßwaschverfahren

Die Naßwaschverfahren mit Metallhydroxid als Waschmittel gehören zu den chemischen Absorptionsverfahren. Dabei kommen die Metalle der ersten beiden Hauptgruppen (Na, Ca, K, Mg) in Frage /Specht 1998; Weimer 1997; Lackner 1997/. Das von CO₂ zu reinigende Gasgemisch wird durch einen Wäscher geleitet, in dem eine Lauge zirkuliert. Das CO₂ reagiert mit der Lauge zu einem Metallkarbonat. Dieses kann aus der Lösung unter Zugabe von geeigneten Stoffen ausgefällt werden oder durch Hinzufügen von Säure das CO₂ wieder freisetzen. Möglich ist auch eine thermische oder elektrodialytische Regeneration der Waschlösung. Laugen werden vorrangig zur Wäsche von Gasen mit niedrigem CO₂-Partialdruck ($P_{\text{CO}_2} < 1 \text{ mbar}$) verwendet, z. B. zur Kohlendioxidgewinnung aus der Luft für die Methanolsynthese. Es wird aber auch die Bindung von CO₂ aus Kraftwerken per MgOH beschrieben.

Die Verfahren sind theoretisch durchdacht sowie mathematisch modelliert /Weimer 1997/ und getestet. Eine Umsetzung der beschriebenen Anwendungen in die Praxis ist aus den Unterlagen nicht zu ersehen. Problematisch sind beim Einsatz von Metallhydroxid zur Endlagerung die notwendigen und in großen Mengen bereitzustellenden Metalloxide, um große Mengen von CO₂ binden zu können. Da diese nur in begrenztem Maße zur Verfügung stehen, kann dieses Verfahren nur lokale Anwendung finden.

3.2.5 Metalloxid-Trockenverfahren

Das trockene Metalloxid ist ein chemisches Absorptionsmittel, das CO₂ bei Temperaturen von 300 bis 500 °C binden kann. Das Metalloxid reagiert an seiner Oberfläche zu Metallkarbonat. Um eine möglichst große Oberfläche und eine gute Handhabung zu sichern, werden die Oxide zu Pulver verarbeitet, welches im Absorber bei kontinuierlicher Beschickung horizontal oder vertikal geführt wird und bei Temperaturen von 300 bis 500 °C im Gegensatz zu den meisten anderen Verfahren auch Rauchgas von CO₂ befreien kann. Je nach Reaktionsmechanismus ist wechselnder Betrieb zwischen Absorption und Desorption denkbar. Das Karbonat zersetzt sich bei einer bestimmten Temperatur wieder und das CO₂ wird freigesetzt.

Das Verfahren /Nakakawa 1998/ wurde unter Laborbedingungen geprüft und für die CO₂-Abscheidung für realisierbar gehalten. Angaben über Energieverbrauch und Kosten einer solchen Anlage lassen sich nicht finden. Neben den Keramikmembranen ist dieses Verfahren das einzige, welches eine Reinigung von ungekühlten Gasen erlaubt.

3.2.6 Ammoniakwäsche

Die Ammoniakwäsche ist den chemischen Absorptionsverfahren zuzuordnen; Absorptionsflüssigkeit ist Ammoniak. Ammoniak reagiert mit CO₂ zu Ammoniumkarbonat (NH₄)₂CO₃ oder zu Ammoniumkarbamat NH₂COONH₄ bzw. -bikarbonat. Diese bilden kristalline Strukturen, die aufgrund des Eigengewichtes nach unten sinken und aus der Lösung herausgefiltert werden können. In Pittsburgh wurde 1996 eine Studie zur Kohlendioxidentfernung durch Ammoniakwäsche vorgestellt /Bal 1996/. Die Autoren untersuchten die Möglichkeit, eine 28 %ige Ammoniaklösung zur chemischen Lösung von CO₂ aus einem Gasgemisch einzusetzen.

Ziele der Untersuchung waren im Hinblick auf das Monoethanolaminverfahren folgende Punkte:

- geringe Mehrkosten bei der Energieerzeugung,
- geringer Energieaufwand durch niedrige Regenerationstemperatur,
- schnelle Absorption,
- hohe Lösungskapazität (ca. 1 kg CO₂/kg Lösung),
- keine irreversiblen Reaktionen der Absorberflüssigkeit mit SO_x, NO_x,
- geringe Korrosion.

Dazu wurde die Wirkung des Lösungsmittels bei Raumtemperatur und Normaldruck und verschiedenen CO₂-Konzentrationen (8 bis 16 % in Luft) untersucht. Im Ergebnis wird ein Vergleich zum MEA-Verfahren gezogen, demgegenüber Ammoniak eine Reihe von Vorteilen, die oben erwähnten Punkte betreffend, aufweist. Die in der vorliegenden Studie beschriebenen Untersuchungen sind abgeschlossen und ein Konzept für die Anwendung wurde erstellt. Eine Umsetzung ist nicht bekannt.

3.2.7 Monoethanolamin-Verfahren (MEA)

Monoethanolamin C₂H₄OHNH₂ ist das einzige, bisher in großtechnischem Umfang angewendete Waschmittel zur CO₂-Entfernung aus Rauchgasen. Es ist ein Verfah-

ren der chemischen Absorption. Das Prinzip ist ähnlich der Ammoniakwäsche, die Komponenten sind dieselben. In einem speziellen Absorptionsturm wird das zu reinigende Gas bei Normaldruck und einer Temperatur von 40 °C von unten eingeleitet und steigt nach oben. Im Gegenstromverfahren rieselt das Lösungsmittel herab und reagiert mit dem in den Abgasen enthaltenen CO₂. Die schwache Bindung wird im Desorptionsturm bei einer Temperatur von 120 °C wieder gelöst und das CO₂ kann weiterbehandelt werden.

Entwickelt worden ist dieses Verfahren zur CO₂-Gewinnung für die Getränkeindustrie und die Gefriertrocknung /Herzog 2000/. Entsprechende Betriebe siedelten sich in der Nähe von Kraftwerken an und nutzten deren Abgase. In den letzten Jahren wird dieses Verfahren vermehrt in den USA angewendet /Webster/. Grund dafür ist die entstandene Marktsituation, da der Bedarf an CO₂ für den Einsatz bei der Erdölgewinnung gestiegen ist. Auch in Norwegen oder anderen Ländern mit CO₂-Steuer wird dieses konventionelle und erprobte Verfahren erfolgreich angewendet /Hanisch 1999/.

Beispiele

- In /Iijima 1998/ wurden 80 verschiedene Alkanoamine auf ihre Eigenschaften getestet, insbesondere um Energieeinsparungen gegenüber der herkömmlichen Verfahrensweise zu erreichen. Ergebnis ist eine Lösung, die den internen Energieaufwand der CO₂-Rückhaltung von 20 bis 30 % auf 5,4 bis 5,8 % bei erdgasbefeuerten Kraftwerken und auf 9 % bei kohlebefeuerten Kraftwerken senkt. Dies wird neben einer Senkung des notwendigen Temperaturunterschiedes auch durch eine Neugestaltung des Absorbers mit drastischer Senkung des Druckverlustes realisiert. Ein Energieaufwand von 0,8 kWh/kg CO₂ für die Rückhaltung von CO₂ wird für möglich gehalten.
- Um ein geringes Gewicht der für die Absorption notwendigen Anlagen zu erreichen, wird in Norwegen der MEA-Prozeß mit dem Membranprozeß kombiniert /Hanisch 1999/. Um den Absorptionsturm zu umgehen, wird in den Niederlanden ebenfalls ein Membranverfahren angewendet, das kleine Dimensionen erlaubt.
- In Japan und den USA werden seit einigen Jahren Untersuchungen zum MEA-Verfahren durchgeführt. Die erreichten Wirkungsgrade mit dieser Methode der CO₂-Rückhaltung lagen dabei 8 Prozentpunkte unter denen ohne Rückhaltung. Dabei wurden 90 % der CO₂-Fracht mit einem Energieaufwand zwischen 1,07 und 1,57 kWh/kg CO₂ zurückgehalten.

Das beschriebene Verfahren wird seit langem angewendet.

Probleme sind dabei folgende:

- Kaum Potential für die Senkung des Wärmebedarfes bei der Desorption.
- Lösung reagiert irreversibel mit H₂S, SO₂, NO_x; die entstehenden Salze müssen entsorgt werden.
- Aminverluste.
- Energieverluste durch Druckverluste im Absorberturm.

3.2.8 Physikalische Absorptionsverfahren

Zwei physikalische Absorptionsverfahren werden in /Weimer 1997; Pruscek 1994; Pruscek 1993 (1)/ erwähnt: Das Selexolverfahren und das Rectisolverfahren.

Das Wirkungsprinzip der physikalischen Verfahren ist in den Literaturstellen nicht beschrieben. Erwähnung finden nur die physikalischen Absorber. Beim Rectisolverfahren ist es Methanol, beim Selexolverfahren Polyethylenglykoldimethylester. Inwieweit diese CO₂ physikalisch binden und wie entsprechende Mechanismen funktionieren, kann aus den vorliegenden Unterlagen heraus nicht mit ausreichender Sicherheit gesagt werden.

Beispiele

- Selexolverfahren: Das Verfahren wird an mehreren Stellen erwähnt, ohne eine genaue Beschreibung zu liefern. Danach werden bei einem Kraftwerk mit integrierter Kohlevergasung 88 % des CO₂ bei einer Wirkungsgradminderung von 5,5 Prozentpunkten zurückgehalten /Weimer 1997/. Das Verfahren findet bei einem Druck von 60 bar statt, was es für eine Brenngasreinigung nach der Kohlevergasung in IGCC-Prozessen geeignet macht sowie Vorteile bei Prozessen der Verflüssigung mit sich bringt, die ebenfalls bei hohem Druck ablaufen.
- Rectisolverfahren: Dieses Verfahren eignet sich für hohe CO₂-Partialdrücke. Es wird im Zusammenhang mit Kombiprozessen mit integrierter Kohlevergasung beschrieben /Pruscek 1994/. Dabei ist Methanol als physikalisches Absorptionsmittel für die Reinigung von H₂S und CO₂ eingesetzt. Das vom Reformier kommende Rohgas hat einen Druck von 30 bar und eine Temperatur von 120 °C. Vor der Wäsche muß es auf -28 °C gekühlt werden.

Die Verfahrensschritte sind im Prinzip bekannt. Eine großtechnische Anwendung, insbesondere bei GuD-Kraftwerken mit integrierter Kohlevergasung, wird angeführt, aber keine Umsetzung derselben Anlagen beschrieben /Pruscek 1993 (2)/.

3.2.9 Adsorptionsverfahren

Adsorptionsverfahren werden entgegen den Absorptionsverfahren in den Literaturstellen nur an wenigen Stellen erwähnt. Sie scheinen ungeeignet zu sein für die Separation von CO₂ aus Kraftwerken. Die größte Effektivität haben Adsorber bei hohen CO₂-Konzentrationen von 400 bis 15.000 ppm /Audus 1997/, Kraftwerksabgase haben dagegen meist eine geringere CO₂-Konzentration.

Der Effekt der Anlagerung von CO₂ an bestimmte Oberflächen wird an Molekularsieben ausgenutzt, wobei Temperatur- und/oder Druckvariation das Gas wieder freisetzt. Angewendet wird diese Methode bei Tieftemperaturprozessen, da gleichzeitig der Wassergehalt des Gasgemisches auf < 1 ppm reduziert wird /Weimer 1997/.

Verwendung findet das Verfahren heute bei der Luftzerlegung (40 t pro Tag). Angaben über den Einsatz bei der Rückhaltung von CO₂ lassen sich nicht finden. Man geht aber von der Anwendbarkeit für die CO₂-Separation bei einer Rückhaltequote von 98,3 % aus /Yasuda 1998/. Gegenüber einem Basisfall von einem mit Erdgas betriebenen Kraftwerk (Leistung 500 MW) wird ein Energiepreis erwartet, der 93 % höher ist.

3.2.10 Kryogenische Behandlung

Liegen in einem Gasmisch hohe CO₂-Konzentrationen vor, ist es bei dessen Verflüssigung möglich, das CO₂ zu separieren. Bei Konzentrationen > 5 % sind im Idealfall 2,1 kWh nötig, um 1 kg CO₂ zu entfernen. Vorteil der fraktionierten Luftdestillation ist die flüssige Ausschleusung von CO₂, welches somit bereits für den Transport geeignet ist /Audus 1997/.

3.2.11 Elementarzerlegung im Plasmareaktor

Eine bereits 1996 in New York vorgestellte japanische Untersuchung ist der einzige Hinweis auf die Existenz eines solchen Verfahrens /Li 1996/. Untersucht wurde dabei die Zerlegung des CO₂ in Rauchgasen aus einem Kohlebrenner. Dabei wurden die Rauchgase mit Wasser gekühlt und durch ein pulsierendes Plasmafeld geleitet. Die Autoren erreichten CO₂-Entfernungsquoten von 17 bis 30 % bei einem spezifischen Energieverbrauch für die Entfernung von 0,22 kWh/kg CO₂. Das bedeutet, daß mindestens 70 % CO₂ im Rauchgas verbleiben. Da sich das beschriebene Verfahren lediglich im Versuchsstadium befindet, ist derzeit nicht abzusehen, ob dessen Weiterentwicklung gewisse, für die Anwendung taugliche Tendenzen aufweist.

3.2.12 Zusammenfassung der Ergebnisse

In der folgenden Tabelle sind die Merkmale der dargestellten Verfahren zur CO₂-Separation zusammengefaßt.

| Verfahren | CO ₂ -Entfernungsrate | Einsatztemperatur | Energiekosten | Vermeidungskosten | Energieaufwand |
|----------------------------|----------------------------------|-------------------|---------------|-------------------|------------------------|
| Einheit | % | °C | % | Euro/t | kWh/kg CO ₂ |
| Polymermembran | 80 | < 200 | 150 | gering | gering |
| Hybridmembran | 99 | bis 400 | 142 | gering | gering |
| MeOH | 30 - 80 | 25 | k.A. | k.A. | 2,0 - 2,7 |
| MeO | 30 - 80 | 300 ... 850 | k.A. | k.A. | 20 |
| Ammoniak | 95 | 25 | ähnlich MEA | k.A. | ähnlich MEA |
| MEA | 90 | < 40/120 | 112 - 156 | 31 - 46 | 0,8 - 1,6 |
| Selexol | 88 | k.A. | 170 | 18 | 13 - 20 % |
| Rectisol | 88 | -28 | k.A. | 20 - 46 | k.A. |
| PSA | 98,3 | k.A. | 193 | k.A. | k.A. |
| Kryogenik | 90 | ca. -200 | 175 | k.A. | 2,1 |
| HochspannungsfILTER | 17 - 30 | k.A. | k.A. | k.A. | 0,2 |

Tabelle 3-1: Merkmale von Verfahren zur CO₂-Separation

3.3 Beispiele möglicher Energieerzeugungsprozesse mit CO₂-Auskopplung

3.3.1 Einführung

In der Literatur werden viele Prozesse erwähnt, bei denen eine CO₂-Ausschleusung nach den in Kapitel 3.2 genannten Verfahren möglich ist. Wesentliche Denkrichtungen zur Vermeidung oder Rückhaltung von CO₂ bei der Verbrennung zielen in folgende Richtungen:

- Umorientierung bei klassischen Kreisprozessen auf Verbrennung mit reinem Sauerstoff; CO₂ als Arbeitsmittel für die Turbine, CO₂ fällt in hoher Konzentration an.
- Erweiterung der vorhandenen Kraftwerke durch nachträgliche Installation von CO₂-Waschverfahren.
- Suche nach alternativen Energieerzeugungsprozessen mit höheren Wirkungsgraden und besseren Rückhaltungsmöglichkeiten (z. B. Brennstoffzellensysteme und MHD-Kraftwerke).
- Kombination von solaren und fossilen Energieprozessen zur Nutzung des CO₂-neutralen Solaranteiles bzw. zur Erhöhung von Wirkungsgraden.

3.3.2 O₂/CO₂-Kohle-Prozeß

Problematisch bei der Rückhaltung von CO₂ sind die geringen Konzentrationen in den Gasströmen und die daraus resultierenden aufwendigen Separationsmaßnahmen. Seit einiger Zeit gibt es Bestrebungen, die Luft vor der Verbrennung zu fraktionieren und den Brennstoff in reiner Sauerstoffumgebung zu verbrennen. Dabei treten hohe Temperaturen und hohe Flammgeschwindigkeiten auf, die technisch schwer zu beherrschen sind /Yamada 1998/. Neben Stickstoff und Argon scheint CO₂ am geeignetsten zu sein, dem Sauerstoff beigemischt zu werden, um damit moderate Bedingungen zu erreichen. Einerseits fällt es bei jeder Verbrennung an, andererseits erhöht sich gleichzeitig die Konzentration im Gasstrom, bestenfalls auf 95 % /Seifritz 1992/, so daß auf ein anschließendes CO₂-Waschverfahren verzichtet werden kann. Das resultierende Gasgemisch ist das Arbeitsmittel für die Gasturbine, die Abwärme wird im anschließenden Dampfprozeß genutzt. 30 % des CO₂ werden nach Schadgasbehandlung und Trocknung zur Verbrennung rückgeführt, der Rest fällt bereits in endlagerungsreiner Form an.

Der Wirkungsgrad dieses Verfahrens ist stark an die Methode der Luftzerlegung gekoppelt. Derzeit benötigt man für die Fraktionierung von 1 kg Sauerstoff 0,25 kWh. Im Idealfall wären nur 0,06 kWh nötig, eine Reduzierung auf 0,1 kWh wird praktisch für möglich gehalten /Bolland 1998/. Der errechnete Wirkungsgrad eines bezüglich Druck- und Temperaturverhältnissen noch nicht optimierten GuD-Prozesses beträgt 52,2 % /Breede 1997/.

Vorteile

- keine CO₂/H₂-Trennung nötig,
- einfache Konzeption, kompakte Bauweise möglich,
- keine zusätzlichen Ausschleusungsverfahren nötig.

Nachteile

- relativ geringe Verbrennungstemperatur, daher niedrigerer Wirkungsgrad als vergleichbarer Erdgas-GuD-Prozeß,
- Energieverbrauch der Luftzerlegungsanlage begrenzt zusätzlich den Wirkungsgrad,
- Umbau bereits existierender Kraftwerke kaum möglich.

Verfahrensvarianten

- Ausgehend vom kombinierten Prozeß auf Gasbasis mit Rezyklierung des CO₂ (halbgeschlossenes System) werden in /Bolland 1998/ zwei Varianten mit CO₂-Rückhaltung verglichen. Der geschlossene Kreislauf erreicht in der Betrachtung aufgrund der Luftzerlegung einen elektrischen Wirkungsgrad von 44,9 %, der Rezykulationsprozeß mit anschließender MEA-Wäsche 47,1 %.
- Im Rahmen des IEA Greenhouse Gas R&D-Programms haben einige Firmen Studien über die Umsetzung einer sauerstoffgeblasenen Verbrennung oder Vergasung durchgeführt /Webster/. Die Varianten belegen den Einsatzumfang des Verfahrens. Sowohl Kohle (Feuerung oder Vergasung) als auch flüssige oder gasförmige Brennstoffe können verstromt werden.

Entwicklungspotential

Die Angaben beziehen sich auf theoretische Überlegungen oder Tests an bereits vorhandenen Anlagen. CO₂-Turbinen befinden sich noch in der Entwicklungsphase. Das Betriebsverhalten bereits existierender Anlagen wurde in keiner der vorliegenden Unterlagen ausreichend dokumentiert.

3.3.3 GuD-Kraftwerk mit integrierter Kohlevergasung und CO-Shift

Kohle wird mit reinem Sauerstoff oder mit Luft meist unter Druck vergast. Dabei kommen unterschiedliche Verfahren in Frage. Das entstehende Kohlegas wird zur Gasreinigung gekühlt und die dabei nutzbare Wärme für den Dampfprozeß verwendet. Schwefel kann mit herkömmlichen Verfahren elementar ausgeschleust werden. Der Shiftreaktor ist das Kernstück der Anlage. Dort wird das im Kohlegas enthaltene Kohlenmonoxid mit Wasserdampf zu Kohlendioxid und Wasserstoff umgesetzt.

Dieses Verfahren ist bereits erprobt und Stand der Technik. Das CO₂ wird aus dem entstandenen Syngas durch ein physikalisches Waschverfahren ausgeschleust. Dabei ist der Energieaufwand aufgrund der hohen CO₂-Konzentration im Syngas und der daraus resultierenden Anwendbarkeit des an sich günstigen physikalischen Absorptionsverfahrens relativ gering. Als Vorschlag wird das Rectisolverfahren benannt /Pruschek 1994/, welches CO₂ und H₂S im gleichen Verfahrensschritt entfernt. Durch den geringen Schwefelgehalt im abgetrennten CO₂ eignet sich letzteres für alle zur Diskussion stehenden Entsorgungsvarianten.

Das wasserstoffreiche Gas wird in der Gasturbine verbrannt. Als Verbrennungsumgebung kommt dabei Luft oder auch beigemischter Stickstoff aus der Luftzerlegungsanlage in Frage. Die Energie der Rauchgase wird im sich anschließenden Dampfprozeß genutzt.

Vorteile

- nicht platzintensiver als Referenzobjekte,
- Komponenten in großtechnischem Umfang getestet und angewendet,
- Wirkungsgradsteigerung auf 49,6 % denkbar,
- CO₂-Entfernung bei hoher Konzentration → geringer Energieaufwand.

Nachteile

- 10 % höhere Investitionen /Pruschek 1994/.

Verfahrensvarianten

- Kohledruckvergasung mit Naßwäsche bei etwa 40 °C (Flugstromvergasung, luftgeblasene Kohlebettvergasung, sauerstoffgeblasene Kohlebettvergasung),
- weitere spezielle Vergasungsvarianten.

Neben der Vergasung können gasturbinenverträgliche Arbeitsmittel auch durch folgende Feuerungsarten bereitgestellt werden:

- Druckstaubfeuerung mit Heißgasreinigung oberhalb des Aschefließpunktes (1.400 °C),
- Druckwirbelschichtfeuerung mit Heißgasreinigung (ca. 850 °C).

Entwicklungspotential

Der Entwicklungsstand und die perspektivischen Kosten entsprechen denen herkömmlicher IGCC /Sarkar 1996/. Dem GuD-Prozeß wird große Bedeutung beigemessen, da Kohle als Brennstoff sowohl in Deutschland als auch weltweit auf lange Sicht eine gewisse Verfügbarkeit und damit auch Preisstabilität besitzt. Ein weiterer Grund der Forschung an diesem Verfahren ist die Möglichkeit, den durch die Verbrennungstemperatur begrenzten Carnot-Wirkungsgrad bis zum höchstmöglichen Punkt auszureizen zu können. Durch hochtemperaturfeste Werkstoffe und deren Weiterentwicklung ist noch Entwicklungspotential der Turbinen vorhanden. Eine Begrenzung des Wirkungsgrades stellt auch die für die LZA notwendige Energie bei sauerstoffgeblasenen Anlagen dar.

3.3.4 Hochtemperatur-Brennstoffzelle

Die Brennstoffzelle setzt die in den Brennstoffen enthaltene Energie elektrochemisch um, ohne rotierende Teile zu benötigen. Daraus ergeben sich zwei große Vorteile. Erstens gibt es keinen mechanischen Verschleiß und zweitens ist das Brennstoffzellensystem nicht dem Carnot-Wirkungsgrad unterlegen. Außerdem scheint es möglich zu sein, CO₂ ohne zusätzliche Energie durch räumliche Getrennthaltung der Gase zurückzuhalten. In Hochtemperatur-Brennstoffzellen (MCFC, SOFC) fällt Abwärme mit einer Temperatur von 600 ... 1.000 °C an. Diese Energie kann durch nachgeschaltete Prozesse (z. B. Gasturbine) genutzt werden.

Vorteile

- keine Begrenzung durch den Carnot-Wirkungsgrad,
- modularer Aufbau,
- ausgezeichnetes Teillastverhalten,
- hohe Brennstoffnutzungsgrade werden erreicht,
- dezentrale Anwendung.

Nachteile

- für CO₂-Rückhaltung geeignete Brennstoffzellen sind noch zu entwickeln,
- bisher nur für Gas als Brennstoff.

Verfahrensvarianten

- In den heute betriebenen Demonstrationsanlagen findet keine CO₂-Rückhaltung statt.

Entwicklungspotential

Die Brennstoffzellen haben durch das hohe Wirkungsgradpotential optimale Entwicklungschancen, da weiterhin die CO₂-Rückhaltung nahezu kostenfrei ist. Eine Machbarkeitsstudie sagt für einen solchen Fall elektrische Systemwirkungsgrade von 60 % bei Erdgas als Energieträger voraus /Hassmann 1999/.

3.3.5 Hybridkraftwerk (fossil-solare Mischform)

Mit der Weiterentwicklung herkömmlicher Stromerzeugungsverfahren wurden Ideen entwickelt, wie man aus den bisher genutzten Energieträgern und ihrem Kohlenstoffgehalt mehr Energie gewinnen und damit den CO₂-Ausstoß senken kann. Eine Möglichkeit bietet das Recycling von Kohlenstoff. Dabei wird freigesetztes CO₂ in einem sich an den Kraftwerksprozeß anschließenden Syntheseprozess in einen technisch und wirtschaftlich nutzbaren Brennstoff verwandelt.

Eine andere Idee ergibt sich aus der Betrachtung der Solarenergienutzung. Seit langem werden solarthermische Kraftwerke untersucht und betrieben. Die Nachteile des nicht stetigen Strahlungsangebotes verringern aber die Durchsetzbarkeit derartiger Kraftwerke. Werden sie mit herkömmlichen Verfahren gekoppelt, können günstige Parameter und ein kontinuierlicher Betrieb gesichert werden. Das geschieht im allgemeinen durch ein sog. fossiles Backup-System, d. h. durch Zusatzfeuerung mit fossilen Brennstoffen wie Erdgas.

Im Vergleich zum reinen Solarbetrieb kommen erst durch die Zusatzfeuerung direkte CO₂-Emissionen zustande. Diese Lösung ist daher nur dann als Verfahren zur CO₂-Emissionssenkung anzusehen, wenn davon ausgegangen wird, daß die Zusatzfeuerung zu einer breiteren Anwendung der Solarkraftwerke und auf diese Art zu einem erhöhten Anteil der Nutzung regenerativer Energiequellen für die Stromerzeugung führt. Im Gegensatz zu dieser Variante führt die Einbindung von Solarenergie in herkömmliche Verfahren der Energieerzeugung zur Emissionssenkung.

Vorteile

- Erhöhung des auf den fossilen Energieaufwand bezogenen Wirkungsgrades,
- Konversion von Kohle in elektrische Energie und Methanol möglich.

Nachteile

- große Flächen notwendig,
- nur in klimagünstigen Gebieten wirtschaftlich,
- Erhöhung des Solaranteiles geht mit Wirkungsgradverlusten, Bereitschaftseinbußen und großem Flächenbedarf einher,
- teuer.

Verfahrensvarianten

Es wird die Möglichkeit eines solarthermischen Hybridkraftwerkes beschrieben /Pak 1999/. Auf einer Fläche von 10 ha befinden sich Kollektoren, die über einen Wärmeübertrager 220 °C heißen Dampf erzeugen. In der Brennkammer werden Sauerstoff und Brennstoff in einer Wasserdampfatmosphäre verbrannt und mit dem entstehenden Gasgemisch in einer Dampfturbine elektrische Energie erzeugt. Das Wasser aus diesem Gasgemisch wird durch Kondensation entzogen, so daß CO₂ in reiner Form übrig bleibt. Angaben über eine notwendige Entschwefelung lassen sich nicht finden. Im Vergleich zu einem ähnlichen Prozeß mit einem auf die Energie der eingesetzten Kohle bezogenen Wirkungsgrad von 43,5 % läßt sich der Wirkungsgrad auf 61,8 % steigern. Die Energie- und Investitionskosten sind mit 0,24 EURO/kWh und 6.200 EURO/kW jedoch recht hoch.

Ein weiteres Verfahren /Tamura 1998/ bindet Solarenergie in die Elektrizitätserzeugung ein. Das SCOT (Solar Concentration Off-Tower) hat ein Heliostatfeld und einen Reflektorturm, der die konzentrierte Strahlung in einen Vergasungsreaktor reflektiert. In diesem Reaktor befinden sich geschmolzenes Salz und Kohle. Die Kohle wird unter Wasserzusatz bei 1.000 bis 1.200 °C vergast, es entstehen CO und H₂. Die Energie des unter Druck stehenden Gases wird in einer Dampfturbine zur Elektrizitätserzeugung genutzt und das Gasgemisch danach zu Methanol verarbeitet. Auch die Synthese von Öl oder anderen Kohlenwasserstoffen ist dabei denkbar.

Entwicklungspotential

Die Kombination von fossilen und solaren Energieträgern ist sowohl aus ökologischen als auch aus wirtschaftlichen Gründen sinnvoll. Im Vergleich zur Photovoltaik (Energiekosten 0,4 bis 1 EURO/kWh) schneiden Hybridprozesse wesentlich kostengünstiger ab. Das THESEUS-Kraftwerk in Griechenland bezieht beispielsweise 55,2 % der im Strom enthaltenen Energie aus der Solarstrahlung bei spezifischen Energiekosten von 0,085 EURO/kWh. Die aus der Anlagenkonzeption hervorgehende niedrige CO₂-Emission läßt geringe Vermeidungskosten erwarten.

Eine prinzipielle Rückhaltungsmöglichkeit für CO₂ ist gegeben. Konkrete Zahlen lassen sich aufgrund der in der Planung befindlichen Konzeptionen nicht finden.

Auch eine Einbindung solarer Energieanteile von 15 bis 25 % lassen sich für übliche IGCC bewerkstelligen /Specht 1998/. Jedoch steht dem Entwicklungspotential die Notwendigkeit des Einsatzes fossiler Brennstoffe gegenüber, so daß eine schrittwei-

se Entwicklung von fossilen Energiesystemen zu solaren Technologien durch die gegenseitige Abhängigkeit gehemmt wird.

3.3.6 MHD-System

Eine Möglichkeit, Brennstoffe bei hohen Sauerstoffgehalten zu verbrennen und die dabei erreichten Temperaturen zu beherrschen, ist das "Magnetohydrodynamische (MHD)"-Kraftwerk. Bei Temperaturen von 3.000 K wird Kohle in einem Gemisch aus Sauerstoff und Kohlendioxid (32 %) verbrannt. Die Verbrennungsgase strömen durch den MHD-Generator, der dadurch Strom produziert. Dem Generator schließt sich ein Diffusor an, in welchem Wärme für den Dampfprozeß ausgekoppelt wird. Das immer noch 1.180 K heiße Gas erwärmt das Oxidationsgemisch und wird dann auf 400 K gekühlt, anschließend werden 90 % des CO₂ verflüssigt, während die anderen 10 % in die Atmosphäre gelangen. Ein Teil des flüssigen CO₂ wird mit dem aus der Luftzerlegung stammenden flüssigen Sauerstoff gemischt und nach dem Erhitzen in die Brennkammer geführt. Eine Entstickung des CO₂ ist nicht nötig, da der Gehalt < 7 ppm ist. Prinzipiell ist es beim MHD-System möglich, Stickoxide nach der Verbrennung mit Hilfe von K₂SO₄ zu binden und die Partikel elektrostatisch herauszufiltern /Ishikawa 1998/.

Vorteile

- große Leistung realisierbar,
- gute Wirkungsgrade, hohe Temperaturen,
- im Hochtemperaturbereich keine rotierenden Teile,
- recht einfache Konzeption.

Nachteile

- völlig neue Konzeption → Umbau vorhandener Anlagen nicht möglich.

Verfahrensvarianten

Zwei Varianten des MHD-Systems wurden entworfen /Ishikawa 1998/. Eine erfaßt die Stromerzeugung mit CO₂-Rückhaltung bei hohem Wirkungsgrad (46 %), die andere die kombinierte Strom- und Methanolproduktion. Letztere hat den Vorteil, daß erstens Kraftwerke gute Kohlenstoffquellen sind und zweitens die für die Methanolsynthese benötigte Prozeßwärme aus dem Kraftwerkssystem integriert werden kann. Zwei Prozesse werden dabei erwähnt: der Hydrocarb-Prozeß für die Kohlezerlegung und der Carnot-Prozeß für Erdgaszerlegung. Dabei wird der Kohlenstoff in elementarer Form abgespalten und mit reinem Sauerstoff verbrannt, während der Wasserstoff für die Methanolsynthese verwendet wird.

Entwicklungspotential

Es werden keine Angaben über Tendenzen gemacht. Die zwei Anwendungen sind durchgerechnet und konzeptionell erarbeitet, eine Umsetzung ist nicht bekannt.

3.3.7 Zusammenfassung und Übersicht

Zusammenfassend sollen die fünf Verfahren noch einmal in einer Übersicht dargestellt werden. Sie stellen eine Auswahl der möglichen Verfahren dar, die in der Lage sind, die CO₂-Emission zu senken bzw. das CO₂ zurückzuhalten.

Über die in Tabelle 3–2 zusammengefaßten Daten hinaus sind folgende Angaben zu finden /Yasuda 1998/:

- Polymermembran-Trennverfahren: Für ein Kraftwerk auf Erdgasbasis wird für dieses Verfahren eine 80 %ige Rückhaltung bei 50 % höheren Energiekosten vorausgesagt.
- Hybridmembran-Trennverfahren: Eine Analyse sagt für ein Kraftwerk auf Erdgasbasis mit CO₂-Rückhaltung nach diesem Prinzip Mehrkosten von 42 % voraus. Angaben über den Energieaufwand sind nicht enthalten. Das Konzept läßt jedoch geringe Kosten und geringen Energieaufwand erwarten. Zudem ist es auch zur Rauchgasbehandlung bei hohen Temperaturen geeignet.

Das Interesse der Energieunternehmen an der Umsetzung dieser Verfahren hängt von den Bedingungen ab, die geschaffen werden. Ob sich dabei ein monetärer Wert von CO₂ mit markttechnischen Mittel erreichen läßt oder ob politische Reglementierung dazu notwendig ist, kann an dieser Stelle nicht gesagt werden.

| | O ₂ /CO ₂ - Prozess | Kohle-GuD mit integr. Vergasung | Hochtemperatur-Brennstoffzelle | Hybridkraftwerk | MHD |
|---|--|---|--|-----------------------------------|---|
| Energieträger | Erdgas, Kohle | Kohle, Erdgas, Öl, Ölprodukte | Erdgas, Kohlegas, Biogas, H ₂ | Sonne und Gas | Kohle, Erdgas, Erdöl |
| Brennstoffbearbeitung | Verarbeitung zu Kohlenstaub | Vergasung, Reinigung, CO-Shift | interne Reformation zu CO und H ₂ | Vergasung | |
| Verbrennungsumgebung | 30% O ₂ , 70% CO ₂ | Wasserstoff und Luft in der Turbine | Luft | reiner Sauerstoff und Wasserdampf | O ₂ /CO ₂ Gemisch |
| Verbrennungsprinzip | Kesselverbrennung | Turbine | Katalytisch in Brennstoffzelle | Brennkammer | Brennkammer (3000 K) |
| Art der CO₂-Rückhaltung | einfache Entnahme | physikal. Gaswäsche aus H ₂ O/CO ₂ -Gemisch | fällt in reiner Form an der Kathode an | fällt mit Wasserdampf an | Auskopplung |
| Rückhaltungsquote | 100% | 90% | 100% | 100% | 90% |
| CO₂-Form | gasförmig unter Druck, 3-4% O ₂ | gasförmig, Normaldruck | gasförmig 3 bar | gasförmig | flüssig (12%) |
| Rauchgaszusammensetzung | 7% H ₂ O, 91% CO ₂ , 2% O ₂ , SO _x , NO _x | nahezu 100% Wasserdampf, N ₂ | H ₂ O, CO ₂ | H ₂ O, CO ₂ | |
| Entschwefelung | aus Rauchgasen | Brenngas | Gasentschwefelung, SO _x im Rauchgas nicht messbar | Brennstoff | Chemische Bindung K ₂ SO ₄ , Filter |

Tabelle 3-2: Eigenschaften einer Auswahl von Verfahren

| Entstickung | aus Rauchgasen | keine Angaben | nicht nötig, < 2 ppm | nicht nötig | < 7 ppm |
|---|--|---|--|------------------------------|---|
| Entstaubung | elektrostatisch | nach Vergasung | nicht nötig | nicht nötig | flüssige Asche |
| Wärmenutzung | Dampfprozess | Dampfprozess | nachgeschaltete Turbine, Nahwärme | Dampfprozess | Dampfprozess |
| elektrischer Wirkungsgrad | 39,7%, 52% denkbar | 39,7%, 49,6% möglich | 50 – 55%, (mit GT: 60 – 75%) | bis zu 62% | 42,9/45% H _o 47/49,3% H _u |
| Energiebedarf CO ₂ -Rückhaltung | 18,9%(el) für O ₂ , 4% CO ₂ -Komprim. | 6,9%(el) für O ₂ , 2%(el)+3,4%(Dampf) | 23 kW _{el} für Sauerstoffbereitung | keine zusätzliche Energie | 12% CO ₂ - Separation, 9% O ₂ |
| Investitionskosten | 2200 ... 2500 EURO/kW | 1900 EURO/kW | 1400 EURO/kW | 6200 EURO/kW | keine Angaben |
| Energiegestehungskosten | 30 - 50% höher | 30 - 50% höher | keine Angaben | 0,24 EURO/kWh | keine Angaben |
| Leistung installiert | 500 MW, 1000 MW | 300 MW | 131 kW _{el} BZ, 18 kW _{th} Nach- brenner | 4 MW | 1000 MW _{th} , 420 MW _{el} |
| Größenordnung | normale Kraftwerks- leistungen | normale Kraftwerks- leistungen | modular von 1 kW bis zu 100 MW | wenige MW | 1000 MW _{th} , 2000 MW _{th} |
| Entwicklungsstand | Modellprojekte, Tests | Pilotprojekte in Funktion | bis jetzt noch keine CO ₂ -Rückhaltung | Modellprojekte in Betrieb | Systementwurf |

Tabelle 3–2 (Fortsetzung): Eigenschaften einer Auswahl von Verfahren

3.4 Verwendung von CO₂

3.4.1 Bedingungen und Möglichkeiten der Weiterverwendung

In Abhängigkeit von politischen und wirtschaftlichen Reglementierungen ist es mehr oder weniger rentabel möglich, bei der großtechnischen Verbrennung von fossilen Brennstoffen entstehende CO₂ künftig zurückzuhalten. Jedoch darf die Frage nach der Verwendung des zurückgehaltenen CO₂ nicht vernachlässigt werden. Zwei grundlegende Ansätze zur Lösung werden in der Diskussion betrachtet. Zum einen wird über eine Bindung des aus den zentralen Kraftwerken in großer Menge emittierten CO₂ nachgedacht, um es danach einer weiteren Verwendung zuzuführen und damit der Atmosphäre für eine bestimmte Zeit zu entziehen, zum anderen wird in großem Umfang an der umfassenden und langfristigen Entsorgung geforscht.

Wenn CO₂ mit einem bestimmten Kostenaufwand zurückgehalten wird, stellt sich die Frage nach einer wirtschaftlichen Weiterverwendung des CO₂. Es könnte, vom energiewirtschaftlichen Standpunkt aus betrachtet, sinnvoll sein, CO₂ chemisch oder biologisch in Form von kohlenstoffhaltigen Sekundärprodukten zu binden und damit ein weiteres Nutzungspotential zu erschließen.

Betrachtet man die CO₂-Emission, so muß nach dem Ausstoß pro gewonnener Menge Energie gefragt werden. Ziel ist es, diesen Wert so gering wie möglich zu halten, einerseits durch Effizienzverbesserung, andererseits, indem das CO₂ mehrfach verwendet wird. Dazu kann man beispielsweise das im Kraftwerksprozeß entstehende CO₂ zu

- Methanol,
- anderen chemischen Produkten,
- Biomasse

verarbeiten und diese Sekundärprodukte vermarkten oder als Energieunternehmen selbst nutzen. Dabei wird das CO₂ für eine bestimmte Zeit fixiert und damit der Atmosphäre für diese Zeit entzogen.

3.4.2 Synthetische Produkte

Der Kohlenstoffgehalt des CO₂ macht es attraktiv für die in großen Mengen benötigten Kohlenwasserstoffe in Form von Treibstoffen. Es werden Forschungen angestellt, um die CO₂-Hydrierung mit Hilfe erneuerbarer Energien anwendbar zu machen. Angedacht ist die Koproduktion von Strom und Methanol mit entsprechend geringerem Wirkungsgrad der Stromproduktion /Ishikawa 1998/. Da Methanol bei vergleichbarem Energiegehalt 50 % schwerer ist als die heute üblichen Treibstoffe, wird an anderen synthetischen Treibstoffen geforscht /Breede 1997/. Diese sollen aus CO₂, CH₄, CO und H₂ produziert werden. Dazu kommt der Einsatz von Erdgas mit hohem CO₂-Gehalt in Frage, aus dem in einem ersten Schritt Methanol und Treibstoffe mit hohem Kohlenstoffgehalt synthetisiert werden können. Bei der Gewinnung von synthetischem Treibstoff ist die energetisch sinnvolle Bereitstellung von Wasserstoff, beispielsweise aus regenerativen Energien, das entscheidende Problem. Gelingt sie, so ergeben sich vielfältige Möglichkeiten.

Eine weitere Art der Herstellung synthetischer Brennstoffe wird in /Hanisch 1999/ beschrieben. Die Dakota Gasification Company konvertiert täglich 16.200 t Braun-

kohle zu 3,54 Mio. m³ synthetischem Erdgas, 900 t Ammoniak und anderen Produkten.

Besonders in Japan wird an der Bindung und Mehrfachnutzung von CO₂ geforscht /Grotelüschen 1995; Delmon 1998; Specht 1998/, da dies ein Kreislaufsystem ermöglicht. Die Forschungen richten sich insbesondere auf die regenerativen Energien, deren Nutzung in sonnenreichen Ländern geschehen könnte. Dabei wird das in Tankern transportierte flüssige CO₂ mit Hilfe von Sonnenenergie und Wasser zu Erdgas umgesetzt und wieder nach Japan verschifft. Dieses System wird "global recycling" genannt /Koji 1996/.

3.4.3 Methanol

Methanol wird als potentiell möglicher Treibstoff der Zukunft angesehen, da es sich um einen flüssigen Kohlenwasserstoff mit niedrigem C-Gehalt und hohem Wasserstoffgehalt handelt und damit bei gleicher Menge freigesetzter Energie weniger CO₂ ausgestoßen wird. Treibstoffe sind in großer Menge im Einsatz, so daß sich ein großes Nutzungspotential ergibt, wenn Kohlenstoff aus dem CO₂ – allerdings nur für kurze Zeit – gebunden wird.

Von Vorteil ist die universelle Anwendung des Methanols. Es kann in leicht modifizierten Verbrennungsmotoren, aber auch in Brennstoffzellen eingesetzt werden. Sollte es möglich sein, eine solche Brennstoffzelle mit entsprechend kleinen spezifischen Massen und hohen Wirkungsgraden zu entwickeln, kann die Treibstoffumstellung ohne generelle Änderung der Infrastruktur erfolgen. Auch in der Industrie dient Methanol als Ausgangsstoff für verschiedene Prozesse und wird in entsprechend großen Mengen benötigt.

Ein weiterer Vorteil scheint der schrittweise Übergang von fossiler zu regenerativer Energie zu sein, da Methanol als transportabler regenerativer Energieträger geeignet erscheint. Im Vergleich mit Wasserstoff birgt Methanol als Sekundärenergieträger weniger Risiken in sich und erfordert keine prinzipielle Umgestaltung des bestehenden Energietransportsystems. Es gibt Überlegungen, das in Verbrennungskraftwerken anfallende CO₂ mit Solarstrom in Methanol zu verwandeln /Yates 1998/. Die Autoren gehen dabei von einer Halbierung der CO₂-Emission aus, da der Kohlenstoff doppelt genutzt wird. In /Specht 1998/ soll das CO₂ an Orten, an denen Wasserkraft zur Verfügung steht, aus der Luft oder aus Abgasen gewaschen werden. Die dabei benötigte Energie beträgt 11,4 bzw. 9,6 kWh/l Methanol (Energiegehalt von Methanol 6,6 kWh/kg).

In /Haugen 1996/ geht man davon aus, daß 0,32 Gt CO₂ jährlich in Form von chemischen Produkten gebunden werden können.

In /Ishikawa 1998/ wird die Koproduktion von Energie und Methanol mit MHD-Generator vorgestellt. Der konzeptionelle Gesamtwirkungsgrad einer derartigen Anlage beträgt 76 % (57,1 % Methanolproduktion, 18,9 % Strom), ausgehend vom Heizwert des Erdgases.

3.4.4 Biologische Bindung

Um den CO₂-Konzentrationsanstieg in der Atmosphäre zu stoppen, wird nach Möglichkeiten gesucht, CO₂ durch Photosynthese in Form von Biomasse zu speichern.

Dabei werden zwei prinzipielle Lösungsmöglichkeiten vorgeschlagen:

- weltweite Stoppage der Waldabholzung und Wiederaufforstung als mittelfristige Maßnahme (CO₂ wird indirekt aus der Atmosphäre entzogen),
- Suche nach Biosystemen, die CO₂ unter erhöhten Konzentrationen aufnehmen und somit das CO₂ bereits am Entstehungsort binden können.

Aufforstung als indirekte Biofixierung

Die Abholzung des Regenwaldes und der borealen Nadelwälder ist mitverantwortlich für den schnelleren Anstieg der CO₂-Konzentration in der Atmosphäre. Die Ursachen für die Fortführung dieser Vorgehensweise sind politischer, wirtschaftlicher und soziokultureller Herkunft. Es wird davon ausgegangen, daß durch weltweite Aufforstungsmaßnahmen binnen 50 Jahren 180 bis 360 Gt CO₂ mehr gebunden werden könnten. Die Kosten betragen 3,3 bis 8,5 EURO/t CO₂, in den Industrieländern bis zu 46 EURO/t /Webster/. Dabei ist die Rückhaltezeit lediglich die Lebenszeit des Waldes. Danach ist das Holz nicht mehr als Senke, sondern als immerhin CO₂-neutrale Quelle zu betrachten, die dazu beiträgt, daß mehr CO₂ gebunden wird, aber das Problem des atmosphärischen Konzentrationsanstieges auf lange Sicht nicht lösen kann.

Algen als direkte Biofixierung

Verschiedene Algenarten wurden auf ihre Eigenschaften untersucht, um eine möglichst hohe Konzentrationsbeständigkeit der Kulturen gegenüber CO₂ zu erreichen. Die Konzentrationen reichten dabei von 5 % CO₂, die üblicherweise in Verbrennungsabgasen konventioneller Kohlekraftwerke vorherrschen, bis hin zu 70 % CO₂.

Ziel der Nutzung dieser Kulturen ist die Bindung von CO₂ aus den Gasen in Form von Biomasse oder Nebenprodukten für die pharmazeutische Industrie /Akimoto 1997/. Es gibt Bestrebungen, die entstehende Biomasse zur Energiegewinnung wiederzuverwenden und damit eine Art lokales Kohlenstoff-Kreislaufsystem zu entwerfen /Sung 1999/.

Das CO₂-reiche Gas wird bei diesem Prinzip in die mit den Kulturen versetzten Lösungen geleitet, wo ein Teil des CO₂ gelöst wird und so den Algen die Möglichkeit des Entwickelns bietet. Die Kulturen benötigen dabei Licht in ausreichender Menge. Die bei den Experimenten maximal erreichte Bindung betrug 1,75 kg CO₂/m³ Lösung/Tag.

Probleme bereiteten bei allen Versuchen Schwefeloxide und Stickoxide, deren Gehalt sehr gering gehalten werden muß. Perspektivisch richten sich die Untersuchungen darauf, Kraftwerksabgase von CO₂ zu befreien und die getrockneten Algen gleich als Brennstoff zuzufeuern bzw. daraus flüssige Brennstoffe zu synthetisieren.

Gentechnisch veränderte Pflanzen

Ein Szenario beschreibt die Suche nach geeigneten Pflanzen, mit denen man in großem Maßstab Wüsten begrünen kann /Grotelüschen 1995/. In Japan konnte man das für die CO₂-Absorption verantwortliche Enzym RuBisCo (Ribulose-Biphosphat Carboxylase/Oxygenase) isolieren und gentechnisch verändern. Damit ist es denkbar, Pflanzen zu züchten, die auch unter höheren CO₂-Konzentrationen, z. B. in Ge-

wächshäusern, aufwachsen und danach zu Biotreibstoff verarbeitet werden, der mit Tankern in die Industrieländer gebracht wird. Mit denselben Schiffen könnte das flüssige CO₂ transportiert werden, was einem globalen Kreislaufsystem entsprechen würde.

3.5 Transport von CO₂

Wenn CO₂ an anderer Stelle entsteht, als es entsorgt werden kann – und das ist meist der Fall –, dann muß die Frage nach den Transportmöglichkeiten gestellt werden. Um Klimaschutzeffekte zu erreichen, müßten dabei enorme CO₂-Mengen transportiert werden.

Der Transport von Gasen ist heute großtechnisch möglich und notwendig. Erdgas wird in großen Mengen auf Schiffen oder weite Strecken über Land transportiert. Generell kann CO₂ gasförmig (Pipeline), flüssig (Pipeline, Tanker) oder im festen Zustand transportiert werden. Ziel ist bei allen Überlegungen ein geringer Energieverbrauch für den Transport, da dieser in einem globalen Gesamtsystem – welches auf diesem Gebiet zunehmend betrachtet wird – eine wichtige Rolle spielt, nicht zuletzt auch aus ökonomischer Sicht.

3.5.1 Pipeline

Die Pipeline wird in der Literatur als effektivste Transportmöglichkeit für CO₂ betrachtet. Eine Standard-Pipeline ist mit 864 mm Durchmesser in der Lage, jährlich 18,9 Mt CO₂ zu befördern /Haugen 1996/. Die Erfahrungen aus dem Transport von Erdgas führen zu guten Kenntnissen und Berechnungen über das Verhalten und die Kosten derartiger Anlagen. Dabei ist es möglich, sowohl auf dem Land als auch im Meer solche Anlagen zu installieren, mit dem Vorteil, daß ein kontinuierlicher Betrieb möglich ist. Für Europa wird eine Anzahl von 10 bis 30 derartiger Pipelines für nötig gehalten, um die gesamte CO₂-Fracht aus europäischen Kraftwerken im Ozean zu entsorgen. Es werden Investitionen von 40 bis 50 EURO/t/d/km angegeben /Webster/.

3.5.2 Tanker

Für die Einrichtung eines Systems, welches CO₂ mit Schiffen in den Ozean verklappt, sind Kapitalaufwendungen von 12.000 bis 18.000 EURO pro Tonne transportiertem CO₂ und Tag notwendig. Auch hier liegen Erfahrungen aus der Erdgasverschiffung vor. Bei Temperaturen von ca. –50 °C und Drücken um 10 bar wird CO₂ in kugelförmigen Behältern transportiert.

3.5.3 Trockeneis

Entspannt man CO₂ über den Tripelpunkt, so erreicht CO₂ seinen festen Zustand. Es entsteht CO₂-Schnee, der zu Trockeneisblöcken gepreßt werden kann. Diese Trockeneisblöcke können gekühlt in Frachtern transportiert und an ausreichend tiefer Stelle verklappt werden. Nachteilig ist der hohe Energieaufwand zur Herstellung von CO₂-Schnee. Er wird mit 0,16 kWh/kg CO₂ angegeben, was bereits 2 % der in der

Kohle enthaltenen Energie ausmacht und diese Variante unrentabel erscheinen lässt /Seifritz 1992/.

3.6 Entsorgung von CO₂

Eine CO₂-Rückhaltung ist nur dann sinnvoll, wenn es Möglichkeiten gibt, es langfristig der Atmosphäre zu entziehen und damit einen weiteren Anstieg der CO₂-Konzentration zu vermeiden. Dazu kommen die in Tabelle 3–3 aufgeführten Varianten in Betracht, die im folgenden beschrieben werden sollen.

3.6.1 Erdölfelder – Enhanced Oil Recovery (EOR)

EOR ist eine kommerzielle Methode, Fördermenge und Lebensdauer von Erdölquellen zu erhöhen. CO₂ wird dazu in eine Lagerstätte gepresst und erhöht die Viskosität und damit auch die Fördermenge und Förderleistung des Erdöls. Dieses "crude oil" wird an einem geeigneten, von der Injektionsstelle entfernten Ort entnommen. Es enthält ca. die Hälfte des injizierten CO₂, der Rest verbleibt im Reservoir. Das im Öl enthaltene CO₂ wird aufgefangen und wieder verwendet.

Vorteile

- Stand der Technik, geringe Kosten,
- Erhöhung der Erdölausbeute,
- CO₂ ist Arbeitsmittel → Schaffung eines Marktes,
- bereits vorhandene Infrastruktur,
- gleichzeitige Entsorgung und Nutzung,
- lange Rückhaltezeit (ca. 10⁶ Jahre).

Nachteil

- hoher Energieaufwand

Umsetzung

In den USA werden seit 1998 täglich 60 Mio. m³ CO₂ in 67 kommerziellen EOR-Projekten verpresst /Hanisch 1999/. Die Erfahrungen bestätigen dabei die Möglichkeit der Entsorgung von CO₂ in Erdölfeldern. Von einem Kohlekraftwerk mit interner Kohlevergasung wurde eine 330 km lange Pipeline eingerichtet, durch die das CO₂ direkt zur Förderstätte transportiert und dort in die Lagerstätten gepumpt wird.

Potentiale und Kosten

Es wird ein Senkenpotential von 60 Gt CO₂ weltweit und ca. 1,5 Gt CO₂ in Europa genannt /Bachu 2000; Haugen 1996/. Die IEA nennt Potentiale zwischen 150 und 690 Gt CO₂ /Webster/. Die dort angegebenen Kosten betragen 1,7 EURO/t CO₂, andere Quellen nennen 3,8 EURO/t.

| | Einheit | Enhanced Oil Recovery | Kohlenwasserstoffreservoirie | Aquifer | Kohlelagerstätten | Ozeane | Geologische Formationen |
|---------------------------|------------------------|--|--|-------------------------------------|-------------------------|--------------------------------|--------------------------------|
| Potenzial weltweit | Gt CO ₂ | 65 - 690 | 18 - 1200 | < 320 | 5 - 200 | 1400 - 7·10 ⁷ | unbekannt |
| Potenzial Europa | Gt CO ₂ | 1,5 | 1 - 33 | < 13 | nicht bekannt | - | unbekannt |
| Technischer Stand | | kommerziell genutzt | einfach anwendbar | seit 1996 angewendet | Pilotprojekt in Betrieb | Experimente | ausgereift |
| Umweltprobleme | | gering | gering | u. U. vorhanden | gering | unbekannt | existent |
| Kosten | EURO/t CO ₂ | 1,7 - 3,8 | 1,7 - 3,8 | 2,2 - 22 | 5 - 120 | 1,4 - 6,8 | hoch |
| Rückhaltezeit | Jahre | ca. 10 ⁶ | ca. 10 ⁶ | 1000 - 10 ⁶ | lang | n. b. (500 a) | lang |
| Vorteile | | CO ₂ als Arbeitsmittel und Lagerung | Infrastruktur vorhanden, einfach, billig | umfangreiche Erfahrungen | Freisetzung von Methan | unbegrenzte Aufnahme-fähigkeit | Vorkommen auf dem Festland |
| Nachteile | | energieaufwendig | (bisher) nur für entleerte Felder | tektonische Stabilität nicht sicher | teuer | unklare Reaktions-mechanismen | teuer, Probleme mit Sicherheit |

Tabelle 3-3: Merkmale der Varianten zur Entsorgung von CO₂

3.6.2 Entleerte Erdgasfelder

Entleerte Erdgasfelder kommen gegenüber Erdöllagerstätten für die Lagerung von CO₂ noch sinnfälliger in Frage, da CO₂ wie Erdgas auch gasförmig ist und die Lagerstätten seit Millionen Jahren ihre Lagerfähigkeit für Kohlenwasserstoffe unter Beweis gestellt haben. Die Vorgehensweise ist einfach und erfordert keine zusätzlichen Investitionen. Entleerte Erdgasfelder können durch die Pumpenumkehr mit CO₂ unter Nutzung des vorhandenen Equipments gefüllt werden.

Geforscht wird auch an der Einlagerung in nicht entleerte Felder. Grundlage sind CO₂/CH₄-Trennverfahren, die bereits kommerziell betrieben werden, da Erdgas häufig einen CO₂-Gehalt aufweist, der höher als die von den Abnehmern zugelassenen 2,5 % ist /Herzog 2000/. Insbesondere Membranverfahren kommen dafür in Frage und werden eingesetzt.

Vorteile

- geringe Kosten,
- Nutzung der vorhandenen Infrastruktur,
- sichere und langfristige Lagerung.

Nachteile

- bisher erst nach Entleerung sinnvoll,
- begrenzte Kapazitäten.

Umsetzung

In Norwegen soll Erdgas offshore zu Wasserstoff verarbeitet und das dabei anfallende CO₂ ab 2002 wieder an Ort und Stelle in das Erdgasfeld zurückgepumpt werden /Hanisch 1999/. Auch die Produktion von wasserstoffreichen Treibstoffen wird angedacht, während die Offshore-Stromproduktion bereits eingeführt wurde /Herzog 2000/. Seit 1998 werden in Norwegen jährlich 1 Mio. t CO₂ in eine 200 m dicke Sandsteinformation verpresst, was 3 % der Gesamtemission an CO₂ in diesem Land entspricht. Im Jahre 2002 sollen es 4 bis 5 Mio. t sein. Weitere Forschungen werden in Alaska und Australien angestellt.

Potentiale und Kosten

Die Kosten für ein derartiges Verfahren werden in der Literatur mit 3,8 EURO/t, nach einer Studie der IEA /Webster/ mit 1,7 EURO/t angegeben. In Ländern, die eine CO₂-Steuer auf Emissionen erheben, ist das Verpressen bereits wirtschaftlich. In Europa beträgt das Potential zwischen 1 und 32 Gt CO₂ /Haugen 1996/, während weltweite Schätzungen von 18 /Haugen 1996/ bis 1,200 Gt CO₂ /Webster/ reichen.

3.6.3 Aquifere

Aquifere sind Grund- oder Mineralwasser enthaltende, von der Umgebung abgetrennte geologische Formationen. Bereits heute werden diese Lagerstätten für flüssi-

ge Abfälle genutzt. Derartige Formationen sind weiter verbreitet als Kohlenwasserstoffreservoir, so daß große Transportstrecken vermieden werden können. Wird CO₂ bei einem Druck von 100 bar in diese Schichten gepreßt, werden bis zu 29 % des CO₂ gelöst, der Rest verbleibt in Form von Blasen. Es gibt Aquifere, die als natürliche CO₂-Reservoir über Jahrtausende hinweg stabil sind und deshalb auf genaue Bedingungen untersucht werden können.

Es wird davon ausgegangen, daß diese Art der CO₂-Entsorgung kein Gefahrenpotential beinhaltet, jedoch fordern z. B. die Niederlande bei der Umsetzung Reversibilität, da nicht alle Fragen erforscht sind. So steht die Frage nach geotektonischer Stabilität /Bachu 2000/ und nach der Reaktion der Aquifere auf die Druckerhöhung durch das Einleiten des CO₂ und die damit verbundene Verdrängung des Wassers noch aus.

Vorteile

- Nutzung von Erdgas aus Aquiferen bekannt und erforscht,
- sehr häufige Vorkommen,
- Erfahrungen aus Abfallentsorgung.

Nachteile

- tektonische Stabilität fraglich,
- Entsorgung nicht vollständig erforscht.

Umsetzung

Einige Aquifere sind gut erforscht und werden zur Erdgasgewinnung oder auch zur Endlagerung von flüssigen Abfällen mit überschaubarem Risiko genutzt. Die bisherigen Versuche zeigen die Umsetzbarkeit des Vorhabens.

Potentiale und Kosten

Es wird für möglich gehalten, große Mengen CO₂ in tiefen Aquiferen zu entsorgen. Man geht von < 318 bis 10 000 Gt CO₂ aus /Webster/. Für Europa wird eine Kapazität von 13 Gt CO₂ vorausgesagt. Die große Spannweite der Angaben zeigt die Unsicherheiten über das Ausmaß der Aquifere sowie über deren Nutzungsmöglichkeiten. Die Kosten für dieses Verfahren werden mit 21,8 EURO/t angegeben, die IEA-Studie /Webster/ geht von 2,2 EURO/t aus. Die Rückhaltezeit ist stark abhängig von den örtlichen Gegebenheiten. Aquifere können tausend Jahre bis hin zu einigen Millionen Jahren stabil bleiben.

3.6.4 Kohlefelder – Enhanced Gas Recovery (EGR)

Methan ist in größeren Mengen an die Oberfläche der Kohlestruktur gebunden. Wird die Kohle einer CO₂-Atmosphäre ausgesetzt, so wird das Methan frei und die CO₂-Moleküle werden von der Kohle adsorbiert. Damit stellen tiefgelegene Kohleflöze, deren Abbau unwirtschaftlich ist, nicht nur eine Senke für CO₂ dar, sondern auch eine Energiequelle. Ohne Förderung der Kohle ist die Nutzung des Methans bei

gleichzeitiger Entsorgung des CO₂ möglich. Es entsteht ein lokaler Kohlenstoffkreislauf. Trotz dieser Vorteile ist eine Nutzung des Verfahrens nicht abzusehen. Die Technik ist noch nicht ausgereift /Herzog 2000/. Auch die mathematische Modellbildung ist aufgrund der Kohleeigenschaften unklar. Bisher kann der Methangehalt und dessen Nutzungspotential nicht in ausreichender Genauigkeit vorhergesagt werden. Bei diesem Verfahren ist die Trennung von CH₄ und CO₂ mit geeigneten Verfahren notwendig. Die Entwicklung derselben und Forschungen zur Vorhersagbarkeit der Gewinnung werden die Anwendung entscheidend beeinflussen. Eine Einlagerung von CO₂ in Kohlefelder ohne Nutzung des freigesetzten CH₄ ist abwegig, da somit wiederum ein hochwirksames Treibhausgas emittiert wird.

Vorteile

- Nutzung von normalerweise unwirtschaftlichen Kohleflözen,
- Verbindung von Energiegewinnung und CO₂-Lagerung,
- voraussichtlich geringe Kosten.

Nachteile

- technische Umsetzbarkeit unklar, keine zuverlässigen Voraussagen über Ausbeute möglich,
- zu wenig theoretisches Wissen über Vorgänge in der Kohlematrix vorhanden.

Umsetzung

Bisher ist nur ein Pilotprojekt von Allison Unit dokumentiert /Hanisch 1999/. In San Juan (New Mexiko) wurden 57 Mio. m³ CO₂ in ein tiefgelegenes Kohlebett verpreßt und dabei ca. 28 Mio. m³ Methan freigesetzt.

Potentiale und Kosten

Die Kosten werden wesentlich durch die geologischen Verhältnisse beeinflusst. Es wird deswegen zwischen drei Kategorien unterschieden /Hanisch 1999/. Demnach ist es möglich, 5 bis 15 Gt CO₂ für 15 EURO/t zu versenken, 60 Gt für 50 EURO/t, und wenn 150 Gt entsorgt werden sollen, kann man mit 100 bis 120 EURO/t rechnen. Weiterhin werden China, Rußland und Indien wie auch Zentral- und Osteuropa, Australien und die USA als Gebiete angegeben, in denen dieses Verfahren umsetzbar scheint /Bachu 2000/. Die Rückhaltezeit wird als mittelfristig bis langfristig eingeschätzt.

3.6.5 Ozean als chemische Senke

Ozeane stellen bereits die größte Senke für CO₂ dar. Jährlich werden ca. 7 Gt CO₂ durch die Oberfläche der Ozeane aufgenommen. 38.000 Gt anorganischer Kohlenstoff sind in den Ozeanen gelöst, während sich in der Atmosphäre lediglich 750 Gt Kohlenstoff befinden. Gerade in den tieferen Schichten ist der Ozean nicht CO₂-gesättigt und stellt damit ein großes Potential dar. Durch Aufnahme von CO₂ steigt die Kohlendioxidkonzentration in den oberflächennahen Schichten geringfügig. Daraus resultierende Probleme sind bislang unzureichend erforscht /Hanisch 1999/.

Welche Folgen die Erhöhung des CO₂-Gehaltes im Ozean und die entsprechende Senkung des pH-Wertes auf das biologische Gleichgewicht hat, ist noch unklar.

CO₂ kann im flüssigen oder gasförmigen Zustand vom Land mit Pipelines oder von Schiffen per Schleppleitung eingeleitet werden. Auch die Verklappung von Trocken-eis wird angedacht.

Vorteile

- großes Speicherungspotential,
- einfache Technik.

Umsetzung

Seit 1997 werden verschiedene Versuche insbesondere von den USA, Japan und der EU durchgeführt und die physikalischen und chemischen Begleiterscheinungen beobachtet und dokumentiert. Die gesicherten Erkenntnisse reichen aber noch nicht aus, um eine risikolose Umsetzung der Verfahren in der Realität zu gewährleisten.

Potentiale und Kosten

Die Literaturstellen bescheinigen ein riesiges Speicherpotential bei einfacher Technik und geringen Kosten. Man geht z. B. von 5.000 bis 70 Mio. Gt CO₂ bei Kosten von 1,4 bis 6,8 EURO/t aus, wobei darin aber auch die im nächsten Punkt aufgeführte Entsorgungsmöglichkeit enthalten ist /Webster/. Das CO₂ wird ca. 500 Jahre zurückgehalten /Haugen, Eide 1996/.

Nachteil

- Veränderung von Konzentrationen in großem Umfang,
- unklare Folgen auf Biologie, Chemie und Physik,
- nur mittelfristige Rückhaltung.

3.6.6 Ozean als physikalische Senke

Die Speicherung von flüssigem CO₂ in Druckgefäßen ist aufgrund der anfallenden CO₂-Menge nicht möglich. Der Ozean dagegen stellt mit seiner Durchschnittstiefe von 3.800 m und seinen Druck- und Temperaturverhältnissen eine physikalische Senke dar, in der große Mengen CO₂ in flüssiger Form gelagert werden können. Ab einer Tiefe von ca. 3.000 m ist es möglich, daß CO₂ im flüssigen Zustand verbleibt. Da es einen höheren Expansionskoeffizienten als Meerwasser hat, ist die Dichte ab dieser Tiefe größer als die des Wassers, so daß das CO₂ auf den Grund sinkt und einen Kohlendioxidsee bildet. Es wird davon ausgegangen, daß der Prozeß reversibel ist. Untersuchungen zeigen jedoch, daß auch bei dieser Variante der CO₂-Entsorgung spezielle Probleme auftreten und weitere Forschung notwendig ist /Brewer 1999; Herzog 2000/. Es wird eingeschätzt, daß die Endlagerung von CO₂ auf dem Meeresboden nicht realistisch ist.

Vorteile

- nur lokale Beeinflussung der Gleichgewichte,
- Reversibilität,
- lange Rückhaltezeiten.

Nachteile

- geringe Kenntnisse über chemische Reaktionen,
- geringe Kenntnisse über biologische Gleichgewichte.

Umsetzung

Zu dieser als elegant angesehenen Entsorgungsvariante wurden und werden Untersuchungen durchgeführt mit dem Ziel, die Vorgänge zu verstehen, zu modellieren und vorhersagen zu können. Die Untersuchungen zielen auf die Beobachtung und Datensammlung von Physik, Chemie und Interaktion zwischen CO₂ und Meerwasser ab /Hanisch 1999/, um Vorhersagen in bezug auf Rückhaltung und Gleichgewichtsbeeinflussung treffen zu können.

Potentiale und Kosten

Eine Unterscheidung der Potentiale und Kosten zwischen der Lösung des CO₂ im Ozean und der Lagerung im flüssigem Zustand wird in der Literatur nicht gemacht, so daß die Angaben mit denen aus dem vorigen Kapitel identisch sind. Die Rückhaltezeit unterscheidet sich jedoch von der chemischen Lösung in mittleren Tiefen und wird mit bis zu tausend Jahren angegeben.

3.6.7 Andere geologische Formationen

Die gasförmige Lagerung in Salzdomen und anderen Höhlensystemen stellt eine langfristige Lösung für die Rückhaltung von CO₂ dar. Die Technologie dazu wurde für die Lagerung von Brennstoff, Erdgas und komprimierter Luft entwickelt und angewendet /Bachu 2000/. Einzelne Salzbergwerke haben Volumen bis zu $5 \cdot 10^5 \text{ m}^3$ und können Fluide bei Drücken von bis zu 80 % der Bruchschwelle aufnehmen.

Eine weitere Möglichkeit wird in Zusammenhang mit der Magnesiumgewinnung beschrieben /Lackner 1997/. Demnach wird bergbaulich Magnesiumoxid gefördert. Nach chemischen Zwischenstufen wird das CO₂ in Magnesiumlauge zu MgCO₃ gebunden und in dieser Form im Bergwerk akkumuliert. Als möglicher Fall wurde ein Kohlekraftwerk mit 1 GW elektrischer Leistung untersucht. 24.000 t CO₂ werden dabei täglich gebunden und in Form von 46.000 t Magnesiumkarbonat abgelagert. Aufgrund der Lokalität und der Begrenztheit der Magnesiumoxidvorkommen ist dieses Verfahren zwar eine elegante, aber doch nur punktuelle Lösung.

Vorteile

- bewährte Technik ,
- Sekundärnutzung sonst ungenutzter industrieller und natürlicher Hohlräume.

Nachteile

- bei Instabilitäten lokale Umweltprobleme,
- tektonisches Restrisiko.

Umsetzung

Die Lagerung von CO₂ in geologischen Hohlräumen wird in den Literaturstellen nicht erwähnt. Umfangreiche Erfahrungen liegen aber mit der unterirdischen Speicherung von Erdgas und komprimierter Luft vor /Bachu 2000/. Diese Erfahrungen lassen eine derartige Lagerungsform als möglich erscheinen. Die beschriebene chemische Bindung von CO₂ wird in der Literatur als Möglichkeit vorgestellt, eine Umsetzung ist nicht bekannt.

Potentiale und Kosten

Salz- und Felshöhlen haben zwar eine große Aufnahmekapazität, jedoch sind die damit verbundenen Kosten hoch und die Umweltrisiken nicht zu unterschätzen. Die Kosten für die Bindung von CO₂ mit Magnesiumoxid werden für den o. g. Fall mit 6 bis 10 EURO/t angegeben /Lackner 1997/. Aufgrund unzureichender Quellen und der lokalen Anwendbarkeit dieses Verfahrens kann kein weltweites Potential angegeben werden.

3.7 Ausblick

Aus den beschriebenen technischen Möglichkeiten ergibt sich, daß es möglich ist, CO₂-freie Kraft- und Heizkraftwerke zu verwirklichen. Die dafür geltenden Bedingungen und Probleme wurden ebenfalls angeführt. Um der Realisierung näher zu kommen, werden zahlreiche Forschungs- und Entwicklungsprojekte, z. B. im Rahmen des „IEA Greenhouse Gas R&D Programme“, vorangetrieben.

4 Technologiebewertung

4.1 Einleitung

Am Ausgangspunkt der Entwicklung eines Verfahrens zur Technologiebewertung standen folgende Voraussetzungen:

Zur Bewertung von Technologien hinsichtlich ihrer energetisch-ökonomischen Effizienz zur CO₂-Minderung sind energetisch, ökologisch und ökonomisch relevante Kennziffern so miteinander zu verknüpfen, daß die daraus resultierende Kennziffer universellen Charakter besitzt. Sie muß für Anlagen der gekoppelten und ungekoppelten Energieerzeugung gleichermaßen Gültigkeit haben und sollte dabei die technische und ökonomische Entwicklung der Energietechnik sowie die sich verändernden Anforderungen des Umweltschutzes gleichermaßen berücksichtigen.

Bei einem vom Energieverbraucher vorgegebenen Bedarf an Elektroenergie und Wärme ist der Brennstoffaufwand zur Energieversorgung allein von der Effizienz der zwischen Brennstoff und Nutzenergie liegenden Transformationskette abhängig.

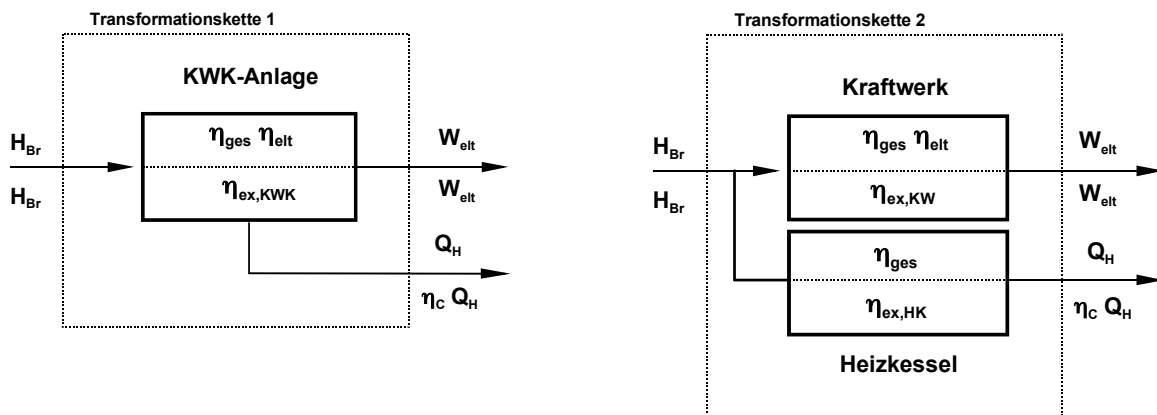


Abbildung 4–1: Transformationsketten der gekoppelten (links) und ungekoppelten Erzeugung (rechts) von Elektroenergie und Wärme (oberhalb der Energieflußlinien stehen Energien und energetische Kennzahlen, unterhalb Exergien und exergetische Kennzahlen)

Die Effizienz einer Transformationskette ist offenkundig nur mit einem Maß, das die Transformierbarkeit von Energien berücksichtigt, zu bewerten. Dieses Maß ist die Exergie. Da Elektroenergie und Wärme aufgrund ihrer unterschiedlichen Transformierbarkeit Energieformen unterschiedlicher Qualität darstellen, ist eine sachgerechte Bewertung von Technologien der gekoppelten und ungekoppelten Wärme- und Stromerzeugung nur anhand einer exergetischen Analyse sinnvoll. Ergebnis der exergetischen Analyse ist, inwieweit Einzeltechnologien das Brennstoffpotential zu nutzen in der Lage sind. Die exergetische Bewertung von Einzeltechnologien stellt somit keine Systemanalyse dar oder könnte diese ersetzen. Im Unterschied zu Systemanalysen können jedoch mit exergetischen Verfahren effiziente und ineffiziente Technologien identifiziert werden.

Im Rahmen der exergetischen Bewertung von Einzeltechnologien sind Brennstoffenergie, Elektroenergie und Wärme folgende Exergiebeiträge zuzuordnen.

Brennstoff

$$E_{Br} = m_{Br} \cdot H_o = f_i \cdot m_{Br} \cdot H_u \quad (f_i = 1,0 \dots 1,1) \quad \text{Gleichung 4-1}$$

Elektroenergie

$$E_w = W_{elt} \quad \text{Gleichung 4-2}$$

Wärme

$$E_Q = \eta_c \cdot Q_H = (1 - T_u/T_H) \cdot Q_H \quad \text{Gleichung 4-3}$$

Daraus wird ersichtlich, daß Elektroenergie bzw. Brennstoffenergie zu 100 % bzw. über 100 % Exergie darstellt, während Wärme in Abhängigkeit der Temperaturen T_H und T_U nur zu einem Bruchteil aus Exergie besteht, wie folgende Beispiele demonstrieren:

$$\begin{aligned} E_{QH} &= 0,15 \cdot Q_H && (T_H = 50^\circ\text{C}, T_u = 0^\circ\text{C}) \\ E_{QH} &= 0,24 \cdot Q_H && (T_H = 100^\circ\text{C}, T_u = 0^\circ\text{C}) \\ E_{QH} &= 0,65 \cdot Q_H && (T_H = 500^\circ\text{C}, T_u = 0^\circ\text{C}) \end{aligned}$$

4.2 Bewertung von Technologien anhand der "Effizienz-Kennziffer zur Vermeidung von CO₂-Emissionen" (EKZ)

Eine energetische Bewertung von Technologien, basierend auf dem ersten Hauptsatz der Thermodynamik, ist aus den genannten Gründen unzweckmäßig. Statt dessen sind exergetische Verfahren zu verwenden. Der exergetische Wirkungsgrad energietechnischer Anlagen bewertet kompromißlos den Erhalt der Brennstoffexergie bei Energietransformationen und liefert damit Aussagen über das Verhältnis von tatsächlich zu theoretisch erforderlichem Exergie- oder Brennstoffaufwand. Das heißt, bei exergetischen Verfahren werden Technologien gemessen am theoretisch Möglichen. Der exergetische Wirkungsgrad ist aufgrund irreversibler Vorgänge immer kleiner als 1 und kann für alle Anlagen der Energieerzeugung und des -transports gebildet und miteinander verglichen werden. Letzteres beispielsweise gilt nicht für energetische Kennzahlen, die mit Energien unterschiedlicher Qualität gebildet werden. Die Wahl des exergetischen Wirkungsgrades als energetisch relevante Kennzahl wird somit als zwingend erforderlich vorausgesetzt.

Exergetischer Wirkungsgrad

$$\eta_{ex} = \frac{E}{H_{Br}} = \frac{W_{elt} + \eta_c \cdot Q_H}{H_{Br}} = \eta_{elt} + \eta_c \cdot (\eta_{ges} - \eta_{elt}) \quad \text{Gleichung 4-4}$$

Bei kommunaler Wärmeversorgung wird Wärme für Heizung, Lüfterwärmung in Lüftungsanlagen und Warmwasserbereitung verwendet. Sie ist dort mit einem mittleren

Temperaturniveau von ca. 50 °C erforderlich, so daß der Carnot-Faktor bei einer thermodynamisch gewichteten Umgebungstemperatur während der Heizperiode von 0 °C $\eta_c = 0,15$ beträgt.

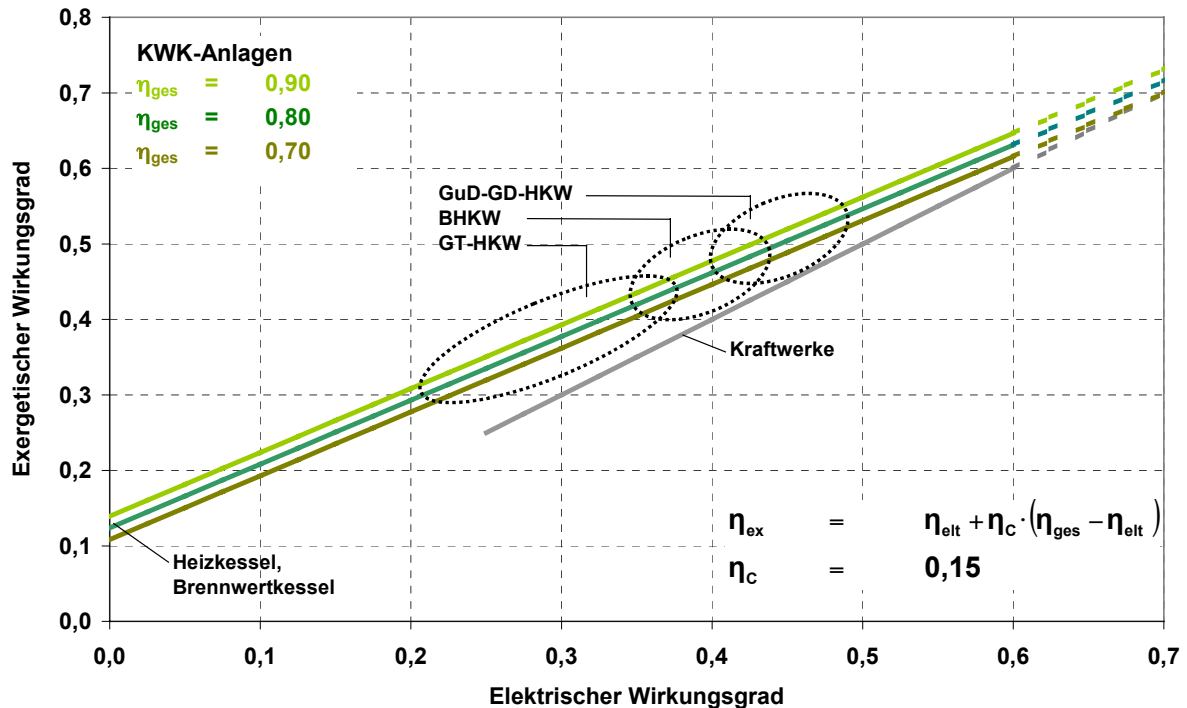


Abbildung 4–2: Exergetischer Wirkungsgrad über dem elektrischen Wirkungsgrad von KWK-Anlagen und Kraftwerken

Die Bewertung von Heizwärme mit einem exergetischen Wirkungsgrad wird vielfach nicht verstanden oder mit der Begründung abgelehnt, daß schließlich gar nicht die Absicht bestehe, die Exergie der Heizwärme in elektrische oder mechanische Arbeit zu transformieren, sondern eine vollständige Nutzung der Wärme zum Heizen vorgesehen ist. Eine Brennstoffausbeute von 100 bis 110 % stellt dabei das scheinbar maximal Erreichbare dar. Dem soll folgendes Gedankenexperiment gegenübergestellt werden.

Eine Volkswirtschaft, die nur Elektroenergie und keine Wärme benötigt, verspürt keine Veranlassung, Strom in Kraft-Wärme-Kopplung zu erzeugen, sondern wird dies mit maximalem elektrischen Wirkungsgrad in ungekoppelter Erzeugung realisieren. Eine gute Annäherung daran findet man in Ländern mit ganzjährig gemäßigttem oder mildem Klima.

Eine Volkswirtschaft, die keine Elektroenergie, sondern ausschließlich Wärme benötigt, müßte diese energetisch sinnvoll in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugen, wobei zu beachten ist, daß auch die Wärmepumpen zu den KWK-Anlagen zu zählen sind, in denen der gekoppelt erzeugte Strom zusätzlich in Heizwärme transformiert wird. Der Wärmepumpenprozeß ist die Umkehrung der thermischen Stromerzeugung. Wärme (Anergie) wird aus der Umgebung aufgenommen und mittels elektrischer Energie auf ein höheres, nutzbares Temperaturniveau gehoben. Im reversiblen Fall ist es energetisch gleichwertig, ob beispielsweise Dampf zur Wärmeversorgung aus dem Nie-

derdruckteil einer Turbine ausgekoppelt wird oder ob er zur Elektroenergieerzeugung entspannt und der gewonnene Strom als Wärmepumpenantrieb zur Wärmeerzeugung genutzt wird. Die Wärmepumpe steht stellvertretend für die Wärmeauskopplung aus Dampfturbinenanlagen, ermöglicht jedoch, auf Referenzenergieerzeuger zu verzichten.

Der Wirkungsgrad dieser Energieversorgung, entsprechend Gleichung 4–5 auch Heizzahl genannt, nimmt mit steigenden Stromkennzahlen und Leistungszahlen (→ steigenden exergetischen Wirkungsgraden) zu.

$$\frac{Q_H}{H_{Br}} = \eta_{ges} \cdot \frac{\sigma \cdot \epsilon_{WP} + 1}{\sigma + 1} \quad \text{Gleichung 4-5}$$

Energetische Gesamtwirkungsgrade zur Wärmeversorgung bzw. Heizzahlen von 100 % stellen im Vergleich zur Kraft-Wärme-Kopplung eher untere als obere Grenzwerte dar. Hohe Stromkennzahlen und somit hohe exergetische Wirkungsgrade sind demnach auch für Wärmeversorgungsaufgaben zum Zwecke einer umweltfreundlichen Energieversorgung das anzustrebende Ziel, so daß eine exergetische Bewertung der Heizwärmeversorgung nicht nur legitim, sondern notwendig ist.

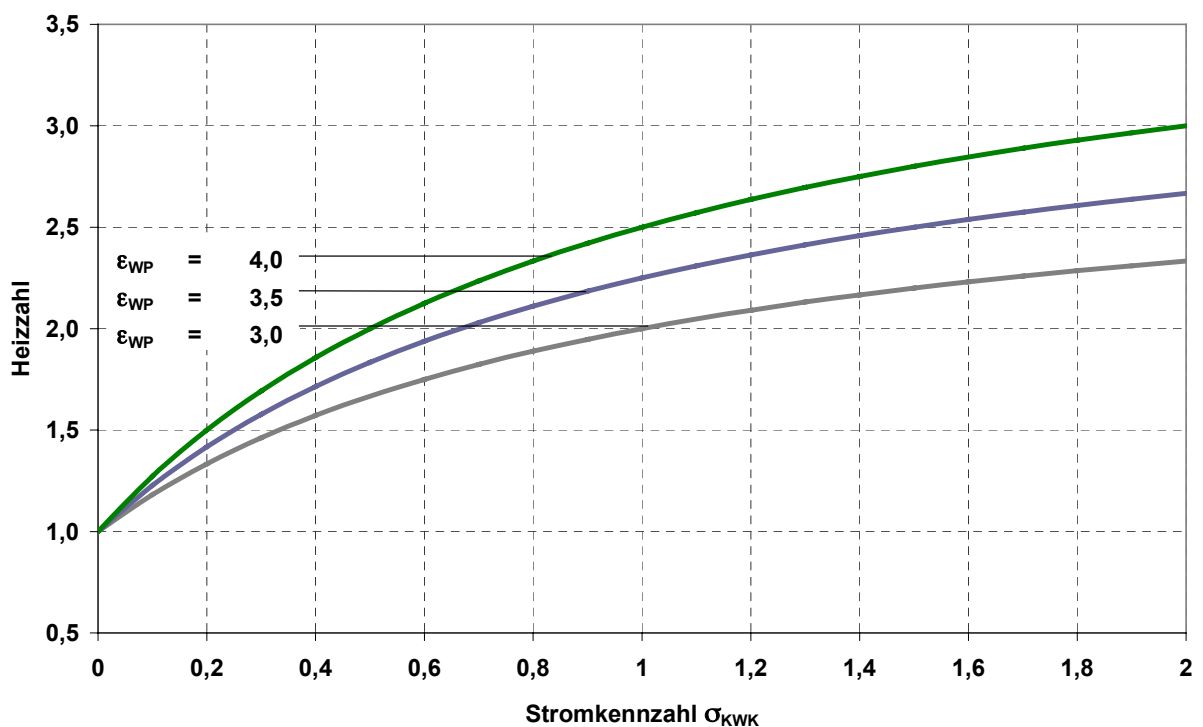


Abbildung 4–3: Wirkungsgrad einer auf Kraft-Wärme-Kopplung basierenden Wärmeversorgung, entsprechend Gleichung 4–5

Im Rahmen des Bewertungsverfahrens werden für verschiedene Technologien der gekoppelten und ungekoppelten Energieerzeugung anhand anlagenspezifischer, dimensionsloser Kennzahlen der Brennstoffaufwand, die erzeugte Menge Elektroener-

gie und Wärme sowie die damit im Zusammenhang stehenden Kosten und Emissionen pro erzeugter Einheit Endexergie¹ bestimmt.

Brennstoffaufwand pro Endexergieeinheit

$$\frac{H_{Br}}{E} = \frac{1}{\eta_{ex}} \quad \text{Gleichung 4-6}$$

Elektroenergieerzeugung pro Endexergieeinheit

$$\frac{W_{elt}}{E} = \frac{\eta_{elt}}{\eta_{ex}} \quad \text{Gleichung 4-7}$$

Wärmeerzeugung pro Endexergieeinheit

$$\frac{Q_H}{E} = \frac{\eta_{th}}{\eta_{ex}} = \frac{\eta_{ges} - \eta_{elt}}{\eta_{ex}} \quad \text{Gleichung 4-8}$$

CO₂-Emissionen pro Endexergieeinheit

$$e_{CO_2,Ex} = \frac{m_{CO_2}}{E} = e_{Br} \cdot \frac{H_{Br}}{E} = \frac{e_{Br}}{\eta_{ex}} \quad \text{Gleichung 4-9}$$

Kosten pro Endexergieeinheit (Ökonomische Kennziffer)

$$k_{Ex} = \frac{K}{E} = k_W \cdot \frac{W_{elt}}{E} + k_Q \cdot \frac{Q_H}{E} = k_W \cdot \frac{\eta_{elt}}{\eta_{ex}} + k_Q \cdot \frac{\eta_{ges} - \eta_{elt}}{\eta_{ex}} \quad \text{Gleichung 4-10}$$

Da sowohl die spezifischen Emissionen (Gleichung 4–9) als auch Kosten (Gleichung 4–10) möglichst klein sein sollen, liefert der Quotient beider Größen kein Bewertungskriterium. Das Produkt wäre schon eher ein Bewertungskriterium und müsste ebenfalls möglichst klein sein. Für Technologien ohne CO₂-Emissionen würde jedoch dieses Bewertungskriterium, unabhängig von der ökonomischen Kennziffer, jeweils Null sein. Darüber hinaus gestaltet sich eine Interpretation schwierig.

Um den ökologischen Nutzen einer Technologie und den damit verbundenen ökonomischen Aufwand bewerten zu können, ist der Vergleich mit einem Referenzsystem erforderlich, welches zu diesem Zweck zu definieren ist. Die Vielzahl der technischen Referenzen wurde jedoch insgesamt verworfen. Statt dessen wurde auf objektivere, z. T. in der politischen Diskussion stehende Referenzwerte zurückgegriffen, nämlich die im Energiesektor Deutschlands verbrauchte Endexergie $E_{End,Dt}$ und die in diesem Zusammenhang freigesetzte CO₂-Emission $m_{CO_2,Dt}$.

¹ Endexergie - Exergie der Umwandlungsstufe "Sekundärenergie", die dem Nutzer zur Befriedigung seiner Bedürfnisse bereitgestellt wird

In die verbrauchte Endexergie gehen die Elektroenergie sowie die anrechenbaren Exergieanteile der Raum- und Prozeßwärme ein.

$$\begin{aligned}
 E_{\text{End,Dt}} &= E_W + E_{\text{QH}} + E_{\text{QP}} && \text{Gleichung 4-11} \\
 E_W &= W_{\text{elt}} \\
 E_{\text{QH}} &= \eta_{\text{C,QH}} \cdot Q_H \\
 E_{\text{QP}} &= \eta_{\text{C,QP}} \cdot Q_P
 \end{aligned}$$

Während die deutschlandweit emittierte CO₂-Menge über die eingesetzten Energieträger und der Endenergieverbrauch verhältnismäßig einfach zu bestimmen sind, bedarf es zur Bestimmung der Endexergie über die Carnot-Faktoren $\eta_{\text{C,QH}}$ und $\eta_{\text{C,QP}}$ näherer Informationen über die jeweiligen Temperaturniveaus.

$$m_{\text{CO}_2,\text{Dt}} = \sum_i m_{\text{Br},i} \cdot e_{\text{Br,CO}_2,i} \quad (\text{i} - \text{Brennstoffindex})$$

Das Temperaturniveau zu Heizzwecken ist relativ einheitlich, so daß der Carnot-Faktor der Heizwärme verhältnismäßig sicher mit 0,15 bewertet werden kann. Demgegenüber bewegt sich das Temperaturniveau der Prozeßwärme in einem breiten Band von 100 °C bis 1.600 °C /AGFW 2000/. Der Carnot-Faktor für Prozeßwärme kann nur einen repräsentativen Wert annehmen und im Einzelfall stark abweichen.

Bezogen auf die in Deutschland (außer Verkehr) verbrauchte Endexergie ergibt sich eine durchschnittliche, exergiespezifische Emission $e_{\text{CO}_2,\text{ex,Dt}}$ als Referenzgröße.

$$e_{\text{CO}_2,\text{ex,Dt}} = \frac{m_{\text{CO}_2,\text{Dt}}}{E_{\text{End,DT}}} \quad \text{Gleichung 4-12}$$

Diese Referenzgröße reflektiert die gesamte deutsche Energietechnik in einem Durchschnittswert. Der Wahl dieser Referenz ist folgender einfacher Gedanke zugrunde gelegt worden. Verbesserungen der Energieversorgung werden von überdurchschnittlichen Technologien, Verschlechterungen von unterdurchschnittlichen Technologien hervorgerufen. Folglich kann jede Technologie daran gemessen werden, ob sie die für Deutschland geltende durchschnittliche CO₂-Emission positiv oder negativ beeinflusst.

Die Differenz der exergiespezifischen CO₂-Emissionen des Energiesektors Deutschlands $e_{\text{CO}_2,\text{ex,Dt}}$ und der verschiedenen Einzeltechnologien $e_{\text{CO}_2,\text{ex,Techno}}$ wird als ökologische Kennziffer zur Bewertung von Einzeltechnologien verwendet.

$$\Delta e_{\text{CO}_2,\text{ex,Techno}} = e_{\text{CO}_2,\text{ex,Dt}} - e_{\text{CO}_2,\text{ex,Techno}} \quad \text{Gleichung 4-13}$$

Unter Verwendung der ökonomischen Kennziffer $k_{\text{ex,Techno}}$ läßt sich schließlich eine Kennziffer bilden, die mit "Effizienz-Kennziffer zur Vermeidung von CO₂-Emissionen" bezeichnet und mit EKZ abgekürzt werden soll.

$$EKZ = \frac{\Delta e_{CO_2, ex, Techno}}{k_{ex, Techno}}$$

Gleichung 4-14

Als ökonomisch-ökologisch gleichwertig werden Technologien betrachtet, deren EKZ gleich sind. Das heißt, Technologien mit geringen ökologischen Vorteilen zu geringen Kosten gelten als vergleichbar gut wie Technologien mit größeren ökologischen Vorteilen zu entsprechend höheren Kosten.

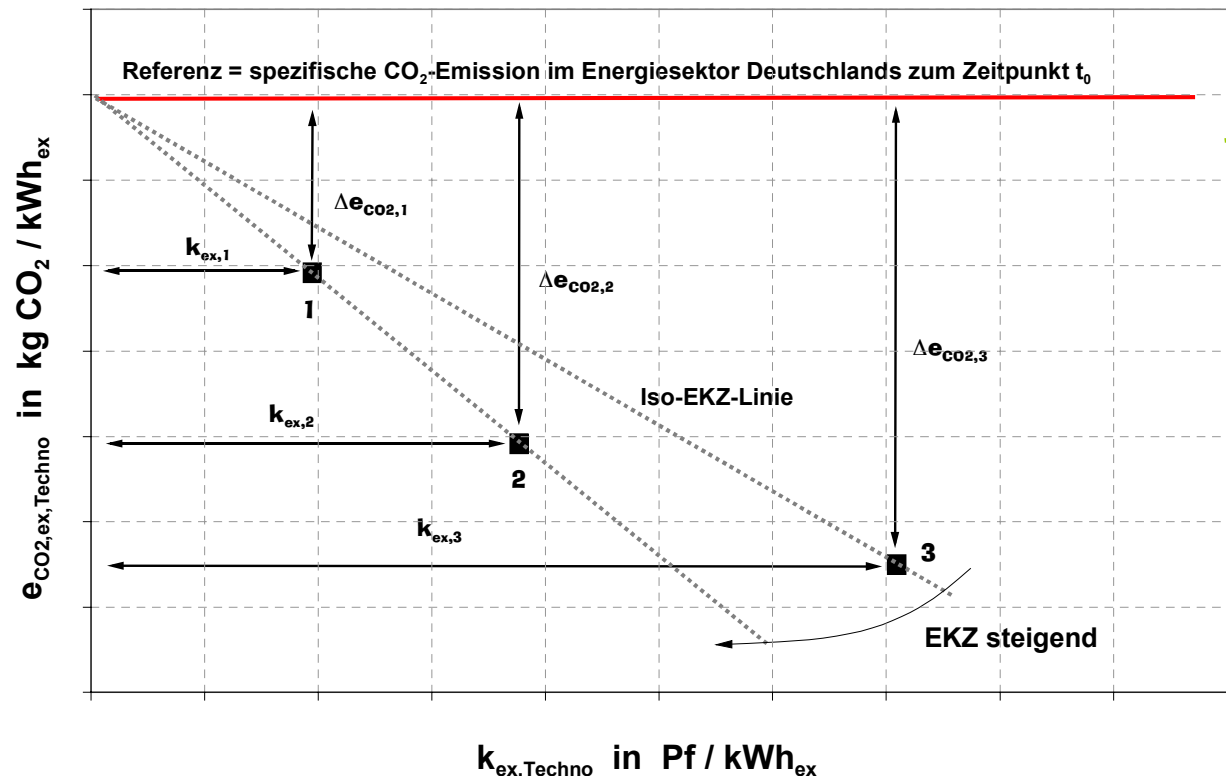


Abbildung 4–4: Schematische Darstellung zur Bildung der EKZ

Aus Abbildung 4–4 geht hervor, daß die Technologien 1 und 2 die gleichen Effizienzkennziffern aufweisen und somit, bezogen auf den Referenzzeitpunkt t_0 , gleichermaßen effizient zu einer Emissionsminderung beitragen. Die Technologie 3 weist zwar das größte CO_2 -Minderungspotential $\Delta e_{CO_2, ex, Techno}$ auf, ist aber aufgrund der ungünstigen Ökonomie im Vergleich mit den anderen Technologien uneffizient und sollte daher zunächst nicht präferiert werden.

Aufgrund des dynamischen Charakters der Bewertungsmethode, die zeitliche Veränderungen der CO_2 -Emission im Energiesektor allgemein sowie technische und ökonomische Entwicklungen der Einzeltechnologien im speziellen berücksichtigt, besteht die Möglichkeit, den Stellenwert einzelner Technologien zur CO_2 -Minderung in einer sich verändernden ökologischen Gesamtsituation darzustellen.

$$EKZ(t) = \frac{e_{CO_2, ex, Dt}(t) - e_{CO_2, ex, Techno}(t)}{k_{ex, Techno}(t)} = \frac{\Delta e_{CO_2, ex, Techno}(t)}{k_{ex, Techno}(t)}$$

Gleichung 4-15

In Abbildung 4–5 sind die exergiespezifischen CO₂-Emissionen über den exergiespezifischen Kosten der Technologien 1, 2, 3 und die exergiespezifische CO₂-Emission des Energieversorgungssektors Deutschlands zum Referenzzeitpunkt 2000 sowie nach den Zeitabschnitten Δt_1 und Δt_2 dargestellt. Sowohl das CO₂-Minderungspotential als auch die Kosten sind bei der Technologie 1 am geringsten und bei der Technologie 3 am größten.

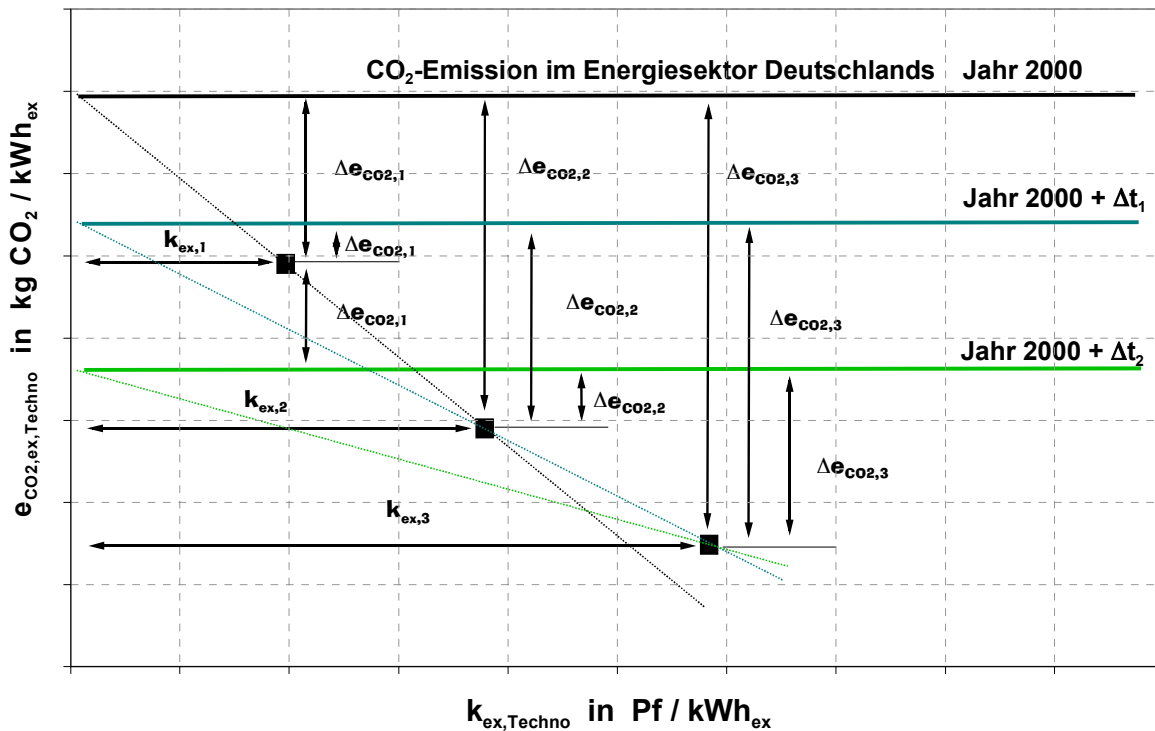


Abbildung 4–5: Einfluß der Dynamisierung der Referenz auf die “Effizienz-Kennzahl” von Technologien (technische und ökonomische Entwicklungen sind nicht dargestellt)

Bezogen auf das Jahr 2000 sind die Technologien 1 und 2, da sie auf der gleichen EKZ-Linie liegen, hinsichtlich einer CO₂-Minderung gleichermaßen kosteneffizient, und die Technologie 3 im Vergleich dazu verhältnismäßig ineffizient. Bis zum Jahr 2000+ Δt_1 wird dem Referenzsystem, den politischen Forderungen entsprechend, eine Verbesserung unterstellt. Die Technologie 1 ist daraufhin kaum noch in der Lage, einen Beitrag zur CO₂-Minderung zu leisten und wird kostenineffizient. Demgegenüber erlangt die Technologie 3 die gleiche Kosteneffizienz wie die Technologie 2 und dadurch ab diesem Zeitpunkt umweltpolitische Relevanz. Eine weitere Senkung des CO₂-Ausstosses bis zum Jahr 2000+ Δt_2 führt schließlich dazu, daß auch die Technologie 2 bezüglich einer weiteren CO₂-Minderung ineffizient wird, so daß schließlich die Technologie 3 am effizientesten zur CO₂-Minderung beiträgt. Die Technologie 1 wirkt sich zu diesem Zeitpunkt bereits negativ auf die durchschnittliche CO₂-Emission des gesamten Energiesektors aus.

Die bisherigen Ausführungen lassen sich folgendermaßen zusammenfassen. Technologien mit einem geringen CO₂-Minderungspotential können nach gewisser Zeit, in der der Energiesektor eine gewisse Verbesserung erfährt, keinen kosteneffizienten Beitrag zur CO₂-Senkung mehr leisten. Demgegenüber gewinnen Technologien, die

aufgrund hoher spezifischer Kosten zunächst nicht präferiert werden sollten, zu einem späteren Zeitpunkt an Bedeutung. Dies soll im folgenden beispielhaft belegt werden.

4.3 Quantifizierung des Referenzsystems und ausgewählter Einzeltechnologien

Anhand des Energieflußbildes Deutschlands für das Jahr 1995 /RWE 1999/ und der Energiedaten 1995 /BMWi 1999 (2)/ wurde der Primärenergieaufwand sowie die CO₂-Emission pro kWh Nutzexergie für die Bereiche Industrie, Haushalte, Handel und Gewerbe bestimmt.

| | Industrie | Haushalt | Handel & Gewerbe | Gesamt |
|---|--------------|--------------|------------------|---------------|
| | [Mio. t SKE] | [Mio. t SKE] | [Mio. t SKE] | [Mio. t SKE] |
| Raumwärme | 9,5 | 69,4 | 27,9 | 106,8 |
| Prozeßwärme | 57,0 | 13,6 | 11,8 | 82,4 |
| mech. Energie/ Beleuchtung/ Kommunikation | 17,9 | 7,6 | 14,2 | 39,7 |

Tabelle 4–1: Endenergiebedarf Deutschlands 1995 /RWE 1999/

Für eine exergetische Bewertung der Nutzenergien wurden folgende Annahmen getroffen:

- 1) Für Beleuchtung und Kommunikation wurde ausschließlich elektrische Energie, also reine Exergie verwendet.
- 2) Raumwärme wurde mit einem Carnot-Faktor von 0,15 bewertet.
- 3) Prozeßwärme wurde aufgrund einer fehlenden Datengrundlage im Rahmen einer Parametervariation mit einem minimalen Carnot-Faktor von 0,25 ($T_Q = 100\text{ °C}$) und einem maximalen Carnot-Faktor von 0,65 ($T_Q = 500\text{ °C}$) bewertet.

| | Minimum (Prozeßwärme mit $\eta_C = 0,25$ bewertet) | Maximum (Prozeßwärme mit $\eta_C = 0,65$ bewertet) |
|---|--|--|
| | [Mio. t SKE] | [Mio. t SKE] |
| Raumwärme | 16,0 | 16,0 |
| Prozeßwärme | 20,6 | 53,6 |
| mech. Energie/ Beleuchtung/ Kommunikation | 39,7 | 39,7 |
| Gesamt | 76,3 (= $621,2 \cdot 10^9$ kWh) | 109,3 (= $889,4 \cdot 10^9$ kWh) |

Tabelle 4–2: Endexergiebedarf Deutschlands 1995 /RWE 1999/

Zur Versorgung der Sektoren Industrie, Haushalt, Handel und Gewerbe wurden folgende Energien bereitgestellt:

| Sektoren Industrie, Haushalte, Handel und Gewerbe | |
|--|-----------------|
| Kohle | 21,6 Mio. t SKE |
| Öl | 63,1 Mio. t SKE |
| Gas | 73,8 Mio. t SKE |
| Elektroenergie | 54,2 Mio. t SKE |
| Fernwärme | 12,5 Mio. t SKE |

Tabelle 4–3: Energieträger/-formen zur Endenergieversorgung Deutschlands 1995 /RWE 1999/

Elektroenergie und Fernwärme wurden in Kraftwerken, Heizkraftwerken und Heizwerken unter Aufwendung von 179,8 Mio. t SKE Primärenergie erzeugt. Dabei wurde berücksichtigt, daß 2 Mio. t SKE Elektroenergie im Verkehr verbraucht wurden. Der Primärenergieaufwand zur Erzeugung dieser Energie wurde dem Verkehrssektor angelastet und daher vom Primärenergieaufwand der kommunalen und industriellen Energieversorgung abgezogen, so daß dafür folgender Primärenergieaufwand aufgebracht werden mußte:

| Sektoren Industrie, Haushalte, Handel und Gewerbe | |
|--|-------------------------|
| Kohle | 21,6 Mio. t SKE |
| Öl | 63,1 Mio. t SKE |
| Gas | 73,8 Mio. t SKE |
| Kernenergie, Kohle, Öl, Gas | 179,8 Mio. t SKE |
| Gesamt | 338,3 Mio. t SKE |

Tabelle 4–4: Primärenergieaufwand zur Endenergieversorgung Deutschlands 1995 /RWE 1999/

Daraus resultiert ein exergetischer Wirkungsgrad der kommunalen und industriellen Energieversorgung zwischen 0,22 und 0,32 bzw. ein exergiespezifischer Brennstoffaufwand zwischen 3,09 und 4,43 kWh_{Br}/kWh_{Ex}.

Hinsichtlich der mit der Energieversorgung im Zusammenhang stehenden CO₂-Emission wurde auf die Energiedaten 1999 /BMWi 1999 (2)/ als Quelle zurückgegriffen, die folgende Zuordnung der CO₂-Emission ausweist:

| | |
|---------------------|-------------------|
| Industrie | 26 Mio. t |
| Industriefeuerungen | 158 Mio. t |
| Haushalte | 129 Mio. t |
| Kleinverbraucher | 58 Mio. t |
| KW / HKW / HW | 350 Mio. t |
| Gesamt | 721 Mio. t |

Tabelle 4–5: CO₂-Emissionen in Deutschland 1995 /BMWi 1999 (2)/

Bezogen auf die genutzte Exergie ergibt sich daraus eine spezifische Emission zwischen 0,81 und 1,16 kg CO₂ / kWh_{Ex}.

| | η_{ges} | η_{elt} | $1 / \eta_{ex}$ | k_w | k_Q | k_{Ex} | $e_{CO_2,Br}$ | $e_{CO_2,Ex}$ |
|---|--------------|--------------|-----------------|--------|--------|----------|---------------|---------------|
| | [-] | [-] | [-] | Pf/kWh | Pf/kWh | Pf/kWh | kg / kWh | kg / kWh |
| Energieversorgung Deutschlands (ohne Verkehr) | | | 4,0 | | | | | 1,05 |
| Kernkraftwerk | 0,33 | 0,33 | 3,03 | 20,8 | | 20,8 | 0 | 0,00 |
| DT-Kraftwerk (Braunkohle) | 0,36 | 0,36 | 2,78 | 22,3 | | 22,3 | 0,4 | 1,11 |
| DT-Kraftwerk (Steinkohle) | 0,40 | 0,4 | 2,50 | 21,4 | | 21,4 | 0,33 | 0,83 |
| GuD-Kond.-Kraftwerk | 0,58 | 0,58 | 1,72 | 21,8 | | 21,8 | 0,2 | 0,34 |
| Photovoltaik | | | | 99 | | 99,0 | 0 | 0,00 |
| Windkraftanlage | | | | 33,6 | | 33,8 | 0 | 0,00 |
| DT-Heizkraftwerk (Steinkohle) | 0,84 | 0,29 | 2,68 | 25,1 | 10 | 34,3 | 0,33 | 0,89 |
| EK-Dampfheizkraftwerk | 0,46 | 0,42 | 2,35 | 22,4 | 10 | 23,0 | 0,33 | 0,77 |
| Gasturbinen-Heizkraftwerk | 0,85 | 0,3 | 2,61 | 24,8 | 10 | 33,8 | 0,2 | 0,52 |
| GuD-Heizkraftwerk | 0,90 | 0,5 | 1,79 | 23,1 | 10 | 27,8 | 0,2 | 0,36 |
| BHKW Otto-Motoren | 0,85 | 0,35 | 2,35 | 25,1 | 10 | 32,4 | 0,26 | 0,61 |
| BHKW Diesel-Motoren | 0,85 | 0,4 | 2,14 | 25,1 | 10 | 31,1 | 0,26 | 0,56 |
| Haus-Brennstoffzelle | 0,65 | 0,15 | 4,44 | 75,8 | 10 | 72,7 | 0,2 | 0,89 |
| HT-Brennstoffzelle | 0,90 | 0,6 | 1,55 | 65,8 | 10 | 65,8 | 0,2 | 0,31 |
| HT-Brennstoffzelle mit WKP | 0,90 | 0,75 | 1,29 | 55,8 | 10 | 56,1 | 0,2 | 0,26 |
| Brennwertkessel | 1,05 | 0 | 6,35 | 0 | 10 | 66,7 | 0,2 | 1,27 |

Tabelle 4–6: Kennziffern der Energieversorgung Deutschlands sowie verschiedener Einzeltechnologien zur Bestimmung der EKZ (nach Gleichung 4–15)

In den Stromkosten enthalten sind Stromgestehungskosten /AGFW 2000; eigene Schätzungen/ und Netzkosten. Die Netzkosten liegen im Durchschnitt bei 15,87 Pf/kWh_{el}, inklusive Mehrwertsteuer (Haushalt-Niederspannung) /Capital 2000/.

Die exergetischen Wirkungsgrade der in Abbildung 4–6 zusammengestellten Technologien erstrecken sich über einen Bereich von etwa 0,15 (Brennwertkessel) bis

0,75 (Hochtemperatur-Brennstoffzelle mit nachgeschaltetem Wärmekraftprozeß). Während einfache thermische Kreisprozesse exergetische Wirkungsgrade zwischen 0,3 und 0,45 erreichen, liegen die Werte der GuD-Prozesse bei 0,55 bis 0,58. Am effizientesten können jedoch Brennstoffzellen, die auf die exergieverlustreiche Verbrennung verzichten, das thermodynamische Potential ausnutzen. Eine weitere Steigerung ist schließlich durch das Anhängen einfacher oder kombinierter thermischer Kreisprozesse (DT-, GT-, GuD-Prozeß) möglich. Demgegenüber erreicht die Brennstoffzelle zur Objektversorgung (Haus-Brennstoffzelle), bei der der Brennstoff nur in geringem Umfang am eigentlichen Brennstoffzellenprozeß teilnimmt und im wesentlichen zu Heizzwecken nur verbrannt wird, unwesentlich höhere exergetische Wirkungsgrade als der Brennwertkessel.

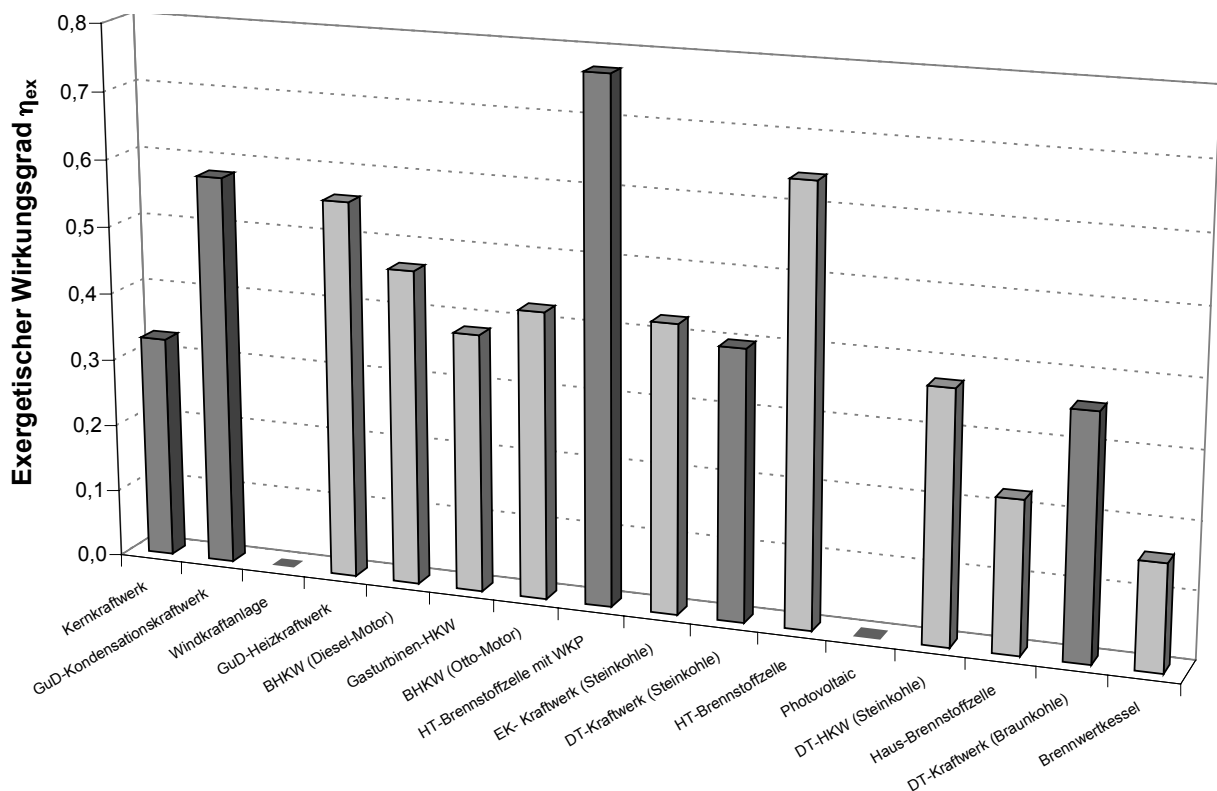


Abbildung 4–6: Exergetische Wirkungsgrade ausgewählter Einzeltechnologien

Eine technische Überlegenheit der gekoppelten oder ungekoppelten Stromerzeugung, gemessen am exergetischen Wirkungsgrad, ist nicht feststellbar, während die gekoppelte Wärmeerzeugung gegenüber der ungekoppelten etwa die 2- bis 3,5fache Effizienz aufweist. Der Vergleich der exergetischen Wirkungsgrade eines Kondensationskraftwerkes mit dem eines Brennwertkessels hat keinerlei Relevanz, weil sie völlig verschiedene Versorgungsaufgaben bedienen. Die Auskopplung von Wärme aus einem Kraftwerk führt nicht zu einer Verbesserung der Stromerzeugung. Sie weist erhebliche Vorteile gegenüber der exergetisch verlustreichen Wärmeerzeugung im Heizkessel auf. Die Verluste der Heizkessel werden durch die Auskopplung der Wärme vermieden. Die KWK-Anlagen sind ausnahmslos den Wärmeversorgungsanlagen zuzuordnen und damit zu vergleichen. In diesem Zusammenhang gilt es zu berücksichtigen, daß eine ungekoppelte Stromerzeugung auch eine ungekoppelte Wärmeerzeugung erfordert.

Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen verursachen keinen Brennstoffaufwand und keine CO₂-Emission, so daß ihr exergetischer Wirkungsgrad nur eine ökonomische Bedeutung hat und für das vorgestellte Verfahren nicht benötigt wird. Auf eine Berechnung wurde aus diesem Grund verzichtet.

Abbildung 4–7 verdeutlicht, daß Energieanlagen der gekoppelten und ungekoppelten Stromerzeugung das Brennstoffpotential zumeist besser ausnutzen als die Energieversorgung Deutschlands im Durchschnitt und selbst die beste ungekoppelte Wärmeerzeugung mit Erdgas-Brennwertkesseln eine schlechte Ausnutzung des Brennstoffpotentials bedeutet. Aufgrund dessen liegen die exergiespezifischen Emissionen der ungekoppelten Wärmeerzeugung trotz des Einsatzes des umweltfreundlichsten, fossilen Brennstoffs Erdgas selbst über denen von Braunkohle-Kraftwerken und -Heizkraftwerken und im Vergleich mit anderen Technologien auf Erdgasbasis beim 3- bis 5fachen. Die ungekoppelte Wärmeerzeugung in Heizkesseln stellt demnach die mit Abstand brennstoffintensivste der betrachteten Energieversorgungsmethoden dar.

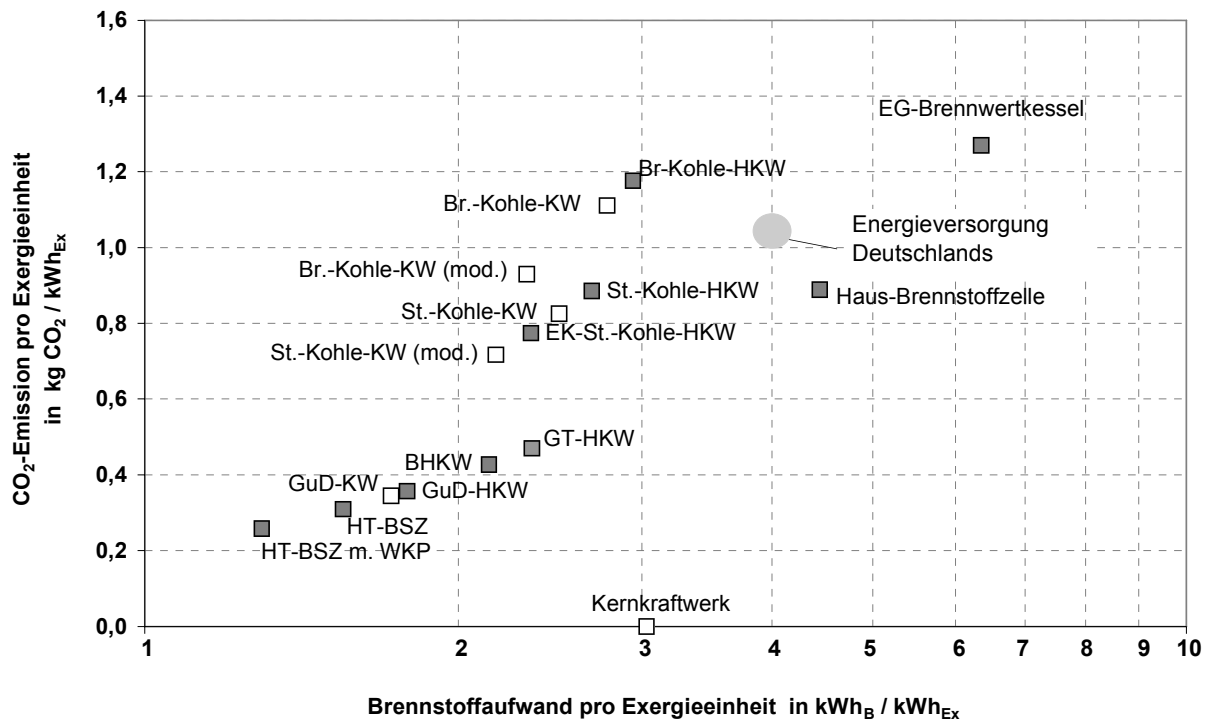


Abbildung 4–7: Exergiespezifische CO₂-Emission über dem exergiespezifischen Brennstoffaufwand ausgewählter Technologien der gekoppelten und ungekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung im Vergleich zum gesamtdeutschen Durchschnitt

In Abbildung 4–8 sind die exergiespezifischen CO₂-Minderungspotentiale, also die Differenz der bei der Erzeugung einer Exergieeinheit emittierten CO₂-Menge des Referenzsystems und der Einzeltechnologien dargestellt. Die Technologien ohne CO₂-Ausstoß (Kernkraftwerk, Windkraftanlage, Photovoltaik-Anlage) weisen natürlich das größte CO₂-Minderungspotential entsprechend der spezifischen CO₂-Emission der Referenz auf. Sie werden gefolgt von den auf Gasbasis stromerzeugenden Technologien. Deutlich geringere, mit der Referenz stark abfallende oder sogar negative CO₂-Minderungspotentiale weisen die auf Kohlebasis arbeitenden Technolo-

gien auf, die trotz einem vergleichbaren technologischen Stand (siehe Abbildung 4-6) aufgrund des kohlenstoffreicheren Brennstoffs naturbedingte Nachteile mit sich führen. Die schlechte Ausnutzung des thermodynamischen Potentials des Brennstoffs ist Ursache für das ebenfalls sehr geringe bzw. negative CO₂-Minderungspotential der Hausbrennstoffzelle bzw. des Brennwertkessels trotz Einsatz des kohlenstoffarmen Brennstoffs Erdgas.

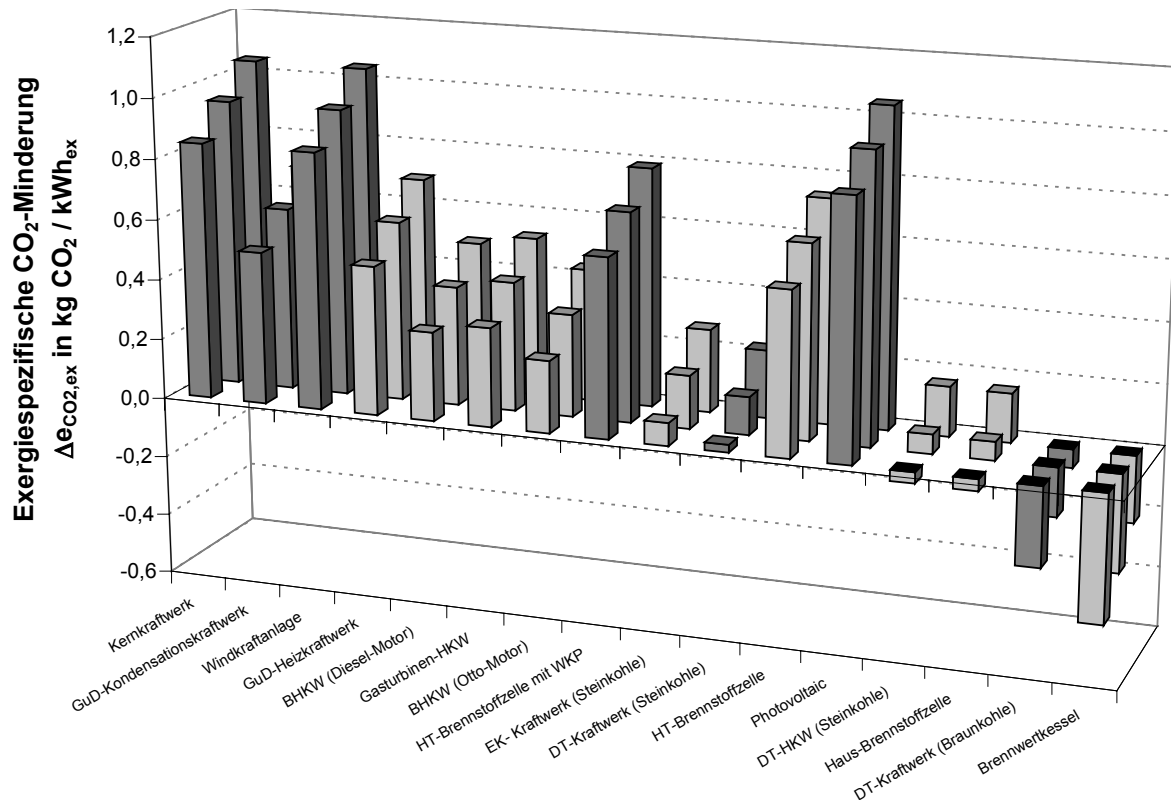


Abbildung 4-8: Exergiespezifische CO₂-Minderung ($\Delta e_{\text{CO}_2,\text{ex,Techno}}$) ausgewählter Einzeltechnologien (Referenz = 1,05/0,95/0,85 kg CO₂/kWh_{ex} (hintere/mittlere/vordere Reihe)

Das CO₂-Minderungspotential wird bestimmt von der technologischen Effizienz einer Technologie und dem verwendeten Brennstoff. Diesbezüglich ist festzustellen, daß vergleichbare Technologien bei gleichem Brennstoffeinsatz auch über vergleichbare CO₂-Minderungspotentiale verfügen, unabhängig davon, ob sie der gekoppelten oder ungekoppelten Stromerzeugung zuzuordnen sind. Demgegenüber weisen die Brennwertkessel als effizienteste Vertreter der ungekoppelten Wärmeerzeugung generell negative, bei einer Verbesserung der Referenz noch weiter absinkende CO₂-Minderungspotentiale auf.

In den Abbildungen 4-9 und 4-10 sind die exergiespezifischen Emissionen über den exergiespezifischen Kosten verschiedener Erzeugertechnologien sowie der Referenzwert dargestellt. Damit lassen sich die "Effizienzkennziffern zur CO₂-Vermeidung" (EKZ) bestimmen. Ein Ranking der Technologien kann bereits in Abhängigkeit des Anstieges der Iso-EKZ-Linien anhand der graphischen Darstellung in Abbildung 4-10 erfolgen. Es gilt, je steiler die Iso-EKZ-Linien verlaufen, desto effizienter trägt

die Technologie zur Umweltentlastung bei (in Abbildungen mit logarithmischer Skaleneinteilung ist ein graphisches Ranking nicht möglich).

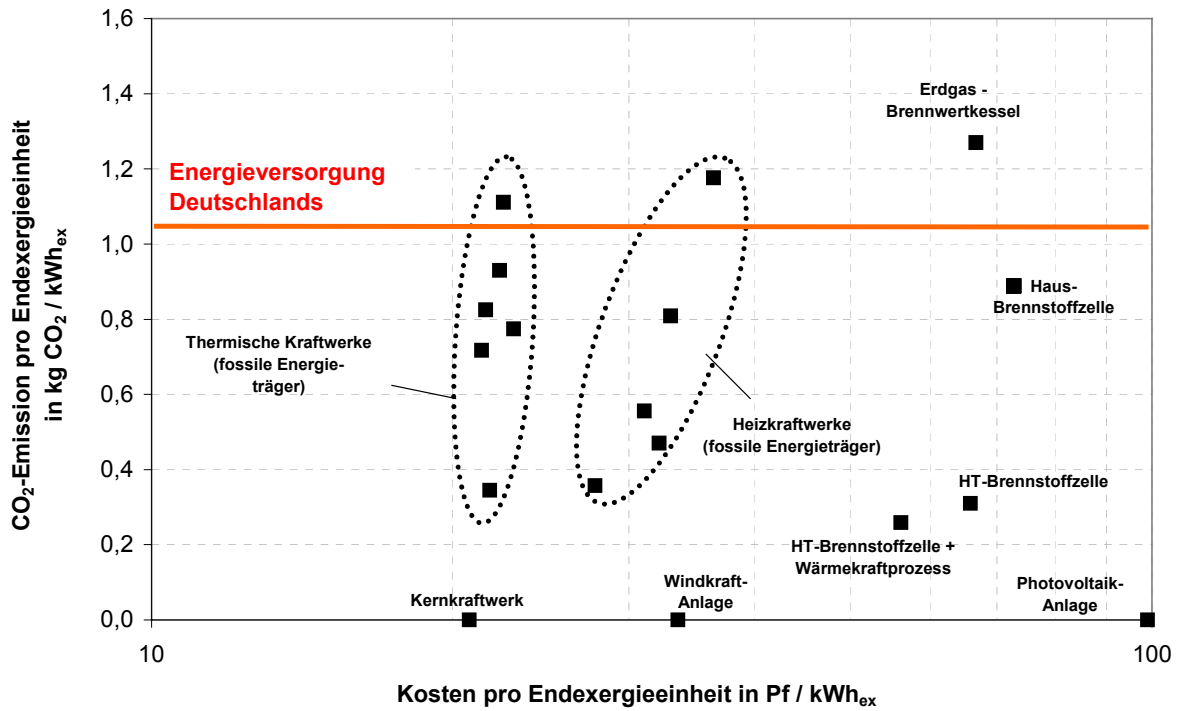


Abbildung 4–9: Emissionen und Kosten verschiedener Technologien im Zusammenhang mit der Erzeugung einer kWh Endexergie

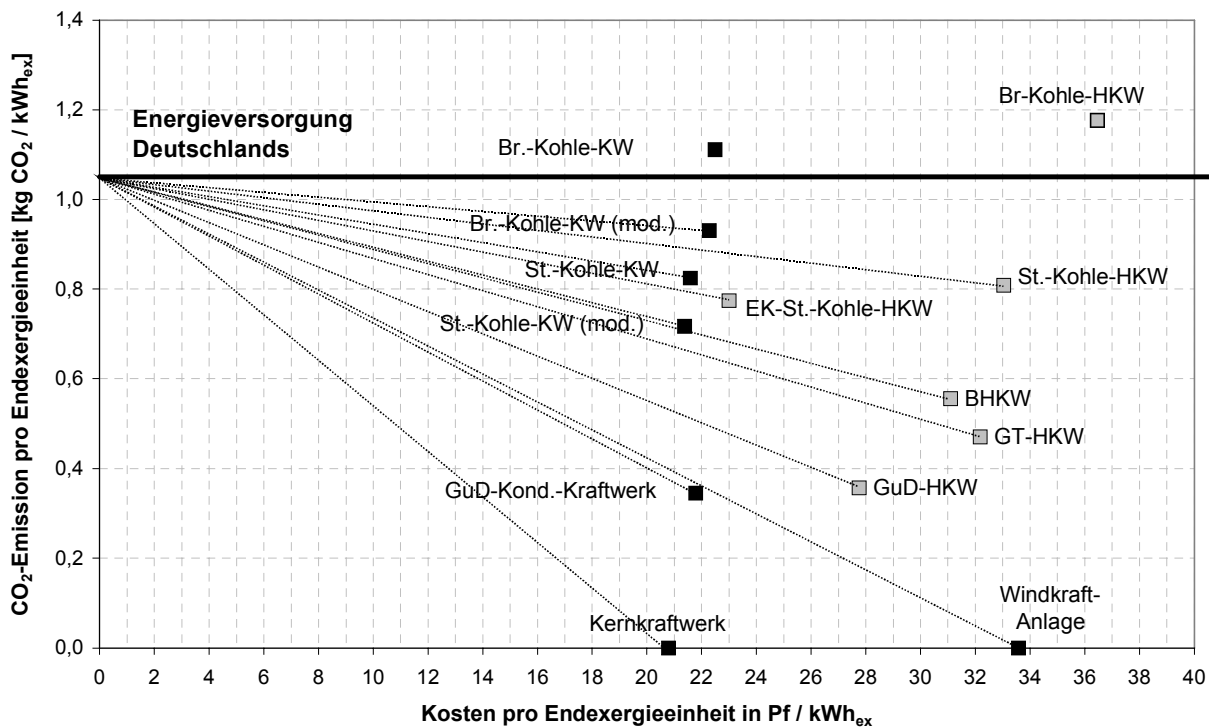


Abbildung 4–10: Graphisches Ranking typischer Erzeugertechnologien anhand der “Effizienzkennziffer zur CO₂-Vermeidung“

| Technologie | Energiesektor Deutschlands (Referenzwert) | | | | | |
|-----------------------------------|---|------|---|------|---|------|
| | 1,05 kg CO ₂ / kWh _{Ex} | | 0,95 kg CO ₂ / kWh _{Ex} | | 0,85 kg CO ₂ / kWh _{Ex} | |
| | EKZ [kgCO ₂ /DM] | Rang | EKZ [kgCO ₂ /DM] | Rang | EKZ [kgCO ₂ /DM] | Rang |
| Kernkraftwerk | 5,1 | 1 | 4,6 | 1 | 4,1 | 1 |
| GuD-Kondensationskraftwerk | 3,2 | 2 | 2,8 | 2 | 2,3 | 3 |
| Windkraftanlage | 3,1 | 3 | 2,8 | 3 | 2,5 | 2 |
| GuD-Heizkraftwerk | 2,5 | 4 | 2,1 | 4 | 1,8 | 4 |
| BHKW (Diesel-Motor) | 1,6 | 5 | 1,3 | 5 | 0,9 | 7 |
| Gasturbinen-HKW | 1,6 | 6 | 1,3 | 6 | 1,0 | 6 |
| BHKW (Otto-Motor) | 1,4 | 7 | 1,0 | 8 | 0,7 | 9 |
| HT-Brennstoffzelle mit WKP | 1,4 | 8 | 1,2 | 7 | 1,1 | 5 |
| EK-Kraftwerk (Steinkohle) | 1,2 | 9 | 0,8 | 10 | 0,3 | 11 |
| DT-Kraftwerk (Steinkohle) | 1,1 | 10 | 0,6 | 12 | 0,1 | 12 |
| DT-Kraftwerk (Steinkohle) | 1,1 | 11 | 1,0 | 9 | 0,8 | 8 |
| HT-Brennstoffzelle | 0,9 | 12 | 0,8 | 11 | 0,7 | 10 |
| Photovoltaik | 0,5 | 13 | 0,2 | 13 | -0,1 | - |
| DT-HKW (Steinkohle) | 0,2 | 14 | 0,1 | 14 | -0,1 | - |
| Haus-Brennstoffzelle | -0,3 | - | -0,7 | - | -1,2 | - |
| DT-Kraftwerk (Braunkohle) | -0,3 | - | -0,5 | - | -0,6 | - |
| Brennwertkessel | | | | | | |

Tabelle 4–7: EKZ und Rang von Erzeugertechnologien in Abhängigkeit des Referenzwertes

Kernkraftwerke nehmen aufgrund ihrer emissionsfreien Arbeitsweise sowie der geringen Kosten die führende Stellung im Technologie-Ranking ein. Windkraftanlagen, die ebenfalls emissionsfrei arbeiten, liegen im Technologie-Ranking aufgrund der hohen spezifischen Kosten noch hinter den GuD-Kondensationsanlagen, die zwar thermodynamisch sehr effizient, dennoch CO₂-emittierend arbeiten. Gleiches gilt für die folgenden KWK-Systeme (GuD-HKW, BHKW), die aufgrund hoher Fernwärmenetzkosten und im Vergleich zur ungekoppelten Stromerzeugung geringerer Volllaststundenzahlen mit höheren spezifischen Kosten behaftet sind. Die auf Kohlebasis arbeitenden Technologien können aufgrund des hohen Kohlenstoffgehalts der Kohle naturbedingt nur verhältnismäßig geringe Effizienzkennzahlen erreichen. Verbesserungen des Energieversorgungssektors, die sich auf die Effizienzkennzahlen generell mindernd auswirken, machen sich bei Kohletechnologien besonders drastisch bemerkbar, wie beim Steinkohle-Kraftwerk in Abbildung 4–11 gut zu erkennen ist. Für die emissionsfreien oder -armen Technologien wie Photovoltaik-Anlagen, Brennstoffzellen usw. gilt, daß sie zwar sehr ökologisch, aufgrund der fehlenden Wirtschaftlichkeit aber nicht kosteneffizient arbeiten, so daß in einem vorgegebenen finanziellen Rahmen mit anderen Technologien größere ökologische Effekte zu erzielen sind. Die mit großen Erwartungen verbundene Haus-Brennstoffzelle macht in zu geringem Maße vom eigentlichen Brennstoffzellenprinzip Gebrauch und fungiert im wesentlichen als Heizkessel, so daß zu den hohen Kosten der Technologie eine verhältnis-

mäßig schlechte Ausnutzung des thermodynamischen Brennstoffpotentials hinzukommt. Die Heizkessel/Heizwerke sind aufgrund der besonders schlechten Ausnutzung des thermodynamischen Brennstoffpotentials sowohl exergiespezifisch teuer als auch stark CO₂-emittierend, selbst wenn der als umweltfreundlich geltende Brennstoff Erdgas zur Anwendung kommt, so daß an dieser Stelle eine effektive CO₂-Minderungsstrategie ansetzen muß, indem Heizkessel/Heizwerke durch Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung ersetzt werden.

In Abbildung 4–11 ist die Rangfolge verschiedener Einzeltechnologien entsprechend ihrer EKZ dargestellt. Für die Bewertung der Technologien wurde der Referenzwert variiert, so daß für jede Technologie drei verschiedene EKZ ermittelt werden konnten und der Einfluß der Referenz verdeutlicht wird. Anhand der Gestaltung können Technologien der Elektroenergie- (dunkel) und der Wärmeversorgung (hell) unterschieden werden.

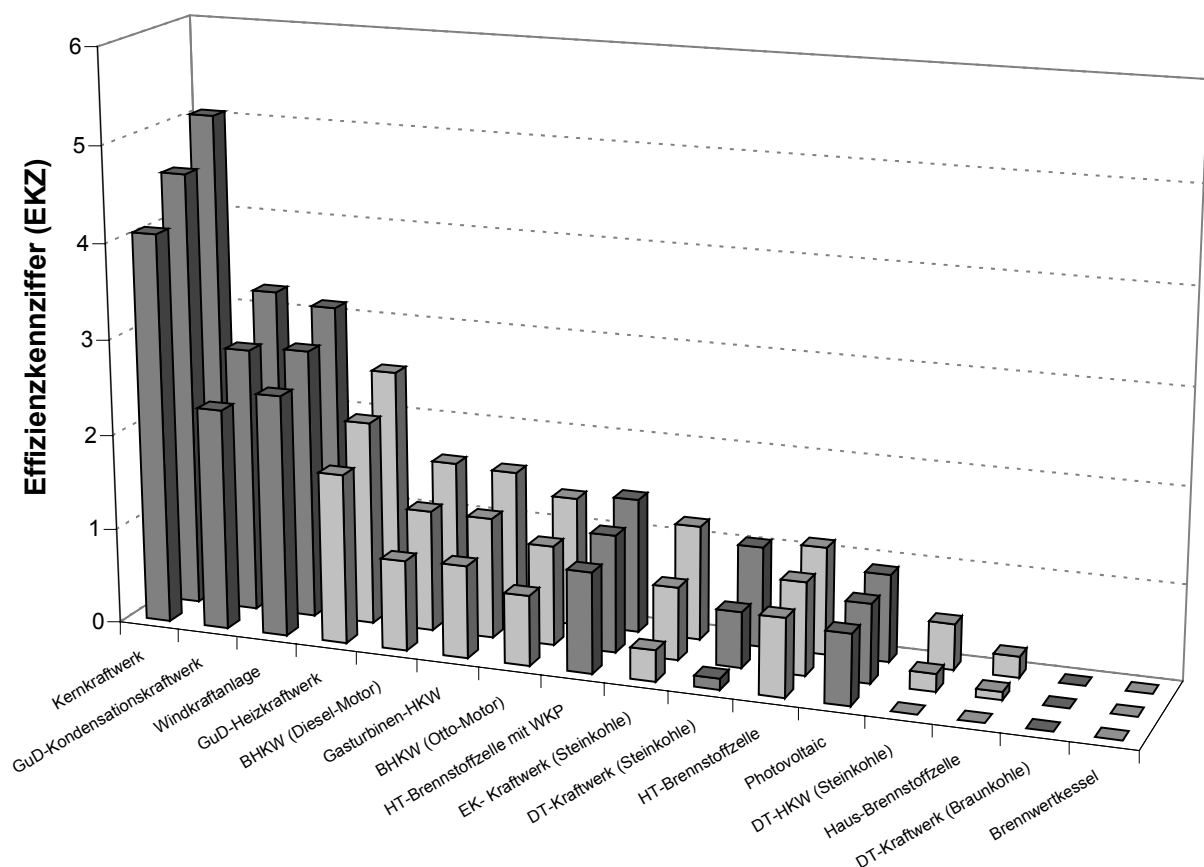


Abbildung 4–11: Technologie-Rangfolge nach EKZ (Referenz = 1,05/0,95/0,85 kg CO₂/kWh_{ex} (hintere/mittlere/vordere Reihe)

4.4 Auswertung und Zusammenfassung

Zur ökonomisch-ökologischen Bewertung von Technologien der Energieversorgung wurde eine Effizienzkennzahl (EKZ) eingeführt. In die Effizienzkennzahl gehen die numerisch erfaßbaren Größen exergetischer Wirkungsgrad, Kosten der Wärme- und Stromerzeugung sowie die brennstoffspezifische CO₂-Emission der betrachteten Technologien ein.

Die EKZ stellt ein Nutzen-Aufwand-Verhältnis dar und nimmt daher nur für Technologien, die einen tatsächlichen Nutzen, also eine geringere Emission als der Referenzwert ausweisen, einen sinnvollen Wert an, der für Vergleichszwecke geeignet ist. Technologien, deren Nutzen negativ ist, können mit der EKZ nur qualitativ, nicht aber quantitativ bewertet werden. Ein aussagefähiger Vergleich von Technologien untereinander ist jedoch anhand Abbildung 4–10 möglich. Demnach gehören bestehende Braunkohle-Kraftwerke und -Heizkraftwerke sowie jegliche Art von Heizkesseln/Heizwerken zu den unterdurchschnittlichen Technologien, was bei den Braunkohle-Kraft- und Heizkraftwerken auf den kohlenstoffreichen Brennstoff und bei den Heizkesseln/Heizwerken auf die schlechte Ausnutzung des Brennstoffpotentials zurückzuführen ist. Diese Technologien gilt es im Rahmen einer CO₂-Minderungsstrategie zu verbessern oder zu ersetzen. Bezüglich einer Weiterentwicklung der genannten Technologien besteht nur bei Braunkohle-Kraftwerken und -Heizkraftwerken diese Möglichkeit, da die Heizkessel in Form der Brennwerttechnik an ihrer physikalischen Grenze angelangt sind.

Der Ersatz einer schlechten Technologie durch eine bessere führt prinzipiell immer zu einer Minderung der CO₂-Belastung. Im Rahmen eines ökonomisch optimierten Prozesses ist es jedoch erforderlich, mit möglichst geringem finanziellen Aufwand einen möglichst großen ökologischen Nutzen zu erzielen. Insofern liegt es nahe, Technologien mit besonders schlechten EKZ durch Technologien mit besonders guten EKZ zu ersetzen. Der politisch gewollte Ersatz der Kernkraftwerke, also der Technologie mit den höchsten Effizienzkennziffern, durch moderne Braunkohlekraftwerke, die aufgrund des verwendeten Brennstoffs eher geringe Effizienzkennziffern aufweisen, wirkt sich auf das Erreichen der gesteckten Klimaschutzziele erschwerend aus, so daß erhebliche zusätzliche Anstrengungen unternommen werden müssen. Aus Abbildung 4–7 geht hervor, daß es sich sowohl bei den KWK-Anlagen als auch bei den reinen Stromerzeugern im wesentlichen um überdurchschnittlich effiziente Technologien handelt. Ein geringer Effekt ist deshalb dann zu erwarten, wenn bereits effizient arbeitende Technologien durch effizientere ersetzt werden. Dabei gilt es zu berücksichtigen, daß auch die effizientesten Technologien der ungekoppelten Stromerzeugung immer die Kombination mit den ineffizienten Heizkesseln/Heizwerken erforderlich machen. Sinnvoll erscheint es daher, in erster Linie die ineffizienteste Technologie, also Heizkessel/Heizwerke, durch moderne, hocheffiziente KWK-Technologien zu ersetzen. Die unterschiedlichen Versorgungsaufgaben führen dazu, daß alternativ zu den ineffizienten Heizkesseln nur die Technologien der Kraft-Wärme-Kopplung zur Verfügung stehen. Diese weisen aber auch im Vergleich mit Anlagen der reinen Stromerzeugung ähnlich gute, teilweise sogar bessere EKZ auf.

Für eine betriebswirtschaftliche Bewertung, bei der die Qualität der Energie nicht zwangsläufig eine vordergründige Rolle spielt, ist die EKZ nicht geeignet. Sie liefert jedoch hinsichtlich der Beurteilung von Einzeltechnologien in einem gesamtwirtschaftlichen Bilanzraum fundamentale Aussagen über Maßnahmen, die bei einer angestrebten Entwicklungsrichtung ergriffen werden müssen. Berücksichtigt man darüber hinaus politisch bedingte Entscheidungen, bestimmte Technologien nicht zu präferieren (Ausstieg aus der Kernenergie; keine Verstromung von Gas in Kondensationskraftwerken) erweisen sich die KWK-Technologien nicht nur als Alternative, sondern nehmen sogar führende Positionen im Technologie-Ranking ein. Die Energiepolitik der Bundesregierung, die den Ersatz der Kernkraftwerke im wesentlichen durch moderne Braunkohlekraftwerke /Jung 2001/ und den forcierten Einsatz der Haus-Brennstoffzelle vorsieht, orientiert sich am Ende der vorgestellten Technologie-

Rangfolge. Ein Erreichen der gesteckten CO₂-Minderungsziele muß daher als unwahrscheinlich eingeschätzt werden.

Literaturverzeichnis

/AGFW 2000/

Arbeitsgemeinschaft Fernwärme e. V., Vorstudie Wärmeversorgung, Frankfurt a. M. 2000

/Akimoto 1997/

Akimoto, M.; Yamada, H.; Ohtaguchi, K.; Koide, K.: Photoautotrophic cultivation of the green alga *Chlamydomonas reinhardtii* as a method for carbon dioxide fixation and alpha-linolenic acid production; *Journal of the American Oil Chemists Society* v 74 n 2, Feb 1997, p. 181-183

/Audus 1997/

Audus, H.: Greenhouse gas mitigation technology: an overview of the CO₂ capture and sequestration studies and further activities; *Energy* 22, no. 2, 1997, p. 217-221

/Bachu 2000/

Bachu, S.: Sequestration of CO₂ in geological media: criteria and approach for site selection in response to climate change; *Energy conversion and management* 41, no. 9, 2000, p. 953-970

/Bal 1996/

Bal, H.; Yeh, A.: Novel study on the carbon dioxide removal by ammonia scrubbing; *Proceedings of the Air and Waste Management*, Pittsburgh, 14pp 96-RP105B.02, 1996

/Barisic 2001/

Barisic, Z.: Europäischer Feldversuch mit PEM-Brennstoffzellen-BHKW's der 250 kW Leistungsklasse; *VDI-Berichte Nr. 1596*, Düsseldorf 2001

/BMW i 1999 (1)/

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: Kohlekraftwerke der Zukunft: sauber und wirtschaftlich; *Dokumentation Nr. 471*, Juli 1999

/BMW i 1999 (2)/

Energiedaten 1999; Krüger Druck+Verlag, Dillingen/Saar, Februar 1999

/Bohn 1992/

Bohn, Th.; Marschall, P.: Die technische Entwicklung der Stromversorgung, in: *Die Geschichte der Stromversorgung*, VWEW-Verlag, 1992

/Bolland 1998/

Bolland, O.; Mathieu, P.: Comparisation of two CO₂ removal options in combined cycle power plants; *Proceedings of the 1997 Florence World Research Symposium*; *Energy Conversion and Management* v 39 n 16-18, Nov-Dec 1998, p. 1653-1663

/Breede 1997/

Breede, M.: Umwandlung biogener Restgase zu regenerativen flüssigen Energieträgern; <http://www.chm.tu-dresden.de/tc/fobreede.html> (1997)

/Brewer 1999/

Brewer, P.; Friedrich, G.; Peltzer, E.; Franklin M.: Direct Experiment on the Ocean Disposal of Fossil Fuel CO₂; science vol 284 7, May 1999

/Capital 2000/

Capital - Das Wirtschaftsmagazin, Nr. 18, 2000

/Claeson 2000/

Claeson U.: Using the experience curve to analyse the cost development of the combined cycle gas turbine, in: Experience Curves for Policy Making – The Case of Energy Technologies, Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Forschungsbericht Band 67, April 2000

/Delmon 1998/

Delmon, B.; Yates, J. T.: Advances in chemical conversions for mitigating carbon dioxide; Elsevier, 1998; Amsterdam

/Dribbisch/

Dribbisch, M.: Brennstoffzellentechnologien – Vortrag im Rahmen der Weiterbildungsveranstaltung INNOREG der TU Dresden, 30.03.2001

/E & M 7/2001/

„Brennstoffzellen gehen in Köln in Serie“; „Subventionen fördern das Verlangen“; in: Energie & Management, Heft 7, 2001

/ewu 1999/

EWU Engineering GmbH: Kennziffernkatalog; Investitionsvorbereitung in der Energiewirtschaft, Berlin, 1999

/Frankfurt 2000/

Stadt Frankfurt am Main, Energiereferat (Herausgeber): Richtpreisübersicht MHKW-Anlagen 2000

/Gailfuß 2000/

Gailfuß M.: Quo vadis KWK? Stand und Potenziale der Kraft-Wärme-Kopplung, BWK Bd. 52 (2000), Nr. 11

/Grotelüschen1995/

Grotelüschen, F.: High-Tech gegen Treibhausgas; VDI Nachrichten 1995

/Hanisch 1999/

Hanisch, C.: Exploring options for CO₂ capture and Management; Environmental Science and Technology 33 n 3, Feb 1 1999, p. 66-70

/Hassmann/

Hassmann, K.: Brennstoffzellen kombiniert mit Gasturbinen – Chancen im Kraftwerkmarkt der Zukunft?; Vortrag zum Wingas-Forum 2000, Kassel, 6./7.9.2000

/Hassmann 1999/

Hassmann, K.; Heidug, W.; Veyo, S.: Die festkeramische Hochtemperatur-Brennstoffzelle, BWK Bd. 51 (1999) Nr.11/12, November/Dezember, Seite 40-46

/Haugen 1996/

Haugen, H.; Eide, L.: CO₂ Capture and disposal: the realism of large scale scenarios; Energy conversion and management. 37, no. 6/8, 1996, p.1061-1066

/Herzog 2000/

Herzog, H; Eliasson, B.; Kaarstad, O.: Entsorgung von Treibhausgasen; Spektrum der Wissenschaft, Mai 2000, S. 48-54

/Iijima 1998/

Iijima, M.; Mitsuoka, S.; Mimura, T.; Suda, T.: Development of CO₂ Recovery Technology from Combustion Flue Gas; JSME International Journal, Series B, Vol 41, No. 4, 1998, S. 1007-1010

/Ishikawa 1998/

Ishikawa, M.; Steinberg, M.: MHD power systems for reduction of CO₂ emission; Energy Conversion and management v 39 n 5-6, Mar-Apr 1998, p. 529-539

/Jung (MdB) 2001/

Jung, V.: Vortrag auf der AGFW-Aussprachetagung am 27.03.2001 in Berlin zum Thema "Zukunftsgestaltung Kraft-Wärme-Kopplung"

/Klinder 2001/

Klinder, K.: Das Vaillant Brennstoffzellen-Heizgerät, VDI-Berichte Nr. 1596, Düsseldorf 2001

/Koji 1996/

Koji, H.; Eiji, A.: Global CO₂ recycling; Corrosion Engineering v45 n, Oct 1996, p. 614-620

/Kolb1998/

Kolb, G.: Contributions to the Socioeconomic Research on Fusion (SERF); Forschungszentrum Jülich, Programmgruppe Systemforschung und Technologische Entwicklung, Interner Bericht, FZJ-STE-IB-17/98, Oktober 1998

/Kraus 2001/

Kraus P.: Hot Module – die MTU-Karbonat-Brennstoffzelle; VDI-Berichte Nr. 1596, Düsseldorf 2001

/Krautz/

Krautz, H.-R.: Beispielhafte Schäden und Lehren aus der Kraftwerkstechnik; VGB-KWT 65 (1985) Nr. 3

/Krein/

Krein, S.: Interner Bericht über den Betrieb einer Brennstoffzelle der GSA/EWS Gröbers, 13.01.1998

/Lackner 1997/

Lackner, K.; Butt, D.; Wendt, C.: Magnesite disposal of carbon dioxide; Proceedings of the international technical conference on coal utilization fuel systems 1997; Coal and Slurry Technology Assoc. Washington, DC, USA, p. 419-430

/Li 1996/

Li, Q.; Wang, H.; Lu, J. G.; Ning, C.; Li, J.: Research on removing CO₂ from coal-combustion exhaust flue gas by highvoltage narrowpulsed corona discharge; Proceedings of the international conference on energy and environment; ICEE 1996, N.Y., p. 620-625

/MEX II 2001/

Modellexperiment II des Forums für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland; Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Endbericht, März 2001

/Moll/

Moll: Kraftwerksstudie auf der Basis der Schmelzkarbonat-Brennstoffzellen-Technologie (MCFC); VGB Kraftwerkstechnik 75 (1995), Heft 1, S. 26-31

/Nakakawa 1998/

Nakakawa, K.; Ohashi, T.: A novel method of CO₂ Capture from High Temperature Gases; Journal of the Electrochemical Society 145, no. 4, p. 1344-1346 (1998)

/Pak 1999/

Pak, P.-S.; Kosugi, T.; Suzuki, Y.: Characteristics and economics evaluation of a CO₂ capturing solar thermal hybrid power generation system with heat storage; Electrical Engineering in Japan v 126 n 4, Mar 1999, p. 21-29

/Pruschek 1993 (1)/

Pruschek, R.; Oeljeklaus, G.; Boeddicker, D.; Brand, V.: Kombiprozesse mit CO₂-Rückhaltung; VGB Kraftwerkstechnik 73 (1993), Heft 7

/Pruschek 1993 (2)/

Pruschek, R.; Oeljeklaus, G.; Boeddicker, D.; Brand, V.: Thermodynamische Analyse von Kombi-Prozessen mit integrierter Kohlevergasung und CO₂-Rückhaltung; VGB Kraftwerkstechnik 73 (1993), Heft 7

/Pruschek 1994/

Pruschek, R.; Oeljeklaus, G.; Brand, V.; Haupt, G.; Zimmermann, G.: GuD und CO₂-washing; Conference Power Gen Asia '94, Hong Kong

/Rabitsch 2000/

Rabitsch H.: Energy Technologies for the 21st Century (Clean Coal, CO₂-Removal and Fuel Cell Technologies); Technische Universität Graz, Diplomarbeit, Dezember 2000

/RWE 1999/

Energieflussbild Deutschlands für das Jahr 1995; Brennstoff-Wärme-Kraft Bd. 51 Nr.7/8, 1999

/Rösch/

Rösch: Zusammenfassung des Arbeitsberichtes des Büros für Technikfolgeabschätzung des Deutschen Bundestages, Nr. 49, Monitoring "Nachwachsende Rohstoffe", Vergasung und Pyrolyse

/Sander 2000/

Sander, K.; Weber, C.: Stationäre Brennstoffzellen - Wo geht die Reise hin? VDI-Tagung "Fortschrittliche Energiewandlung und -anwendung. Schwerpunkt: Dezentrale Energiesysteme", Bochum 13./14. März 2001; VDI-Berichte Nr. 1594

/Sarkar 1996/

Sarkar, A.: Clean coal technology for electric utilities and IPPs; Strategic Planning for Energy and Environment v 16 n 2, 1996, p. 48-71

/Schnell U./

Schnell, U.: Wirkungsgradoptimierte Kraftwerkstechnologien zur Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen; VDI-Fortschrittsberichte, Reihe 6: Energietechnik, Nr. 389

/Schoch/

Schoch, W.: 100 Jahre Kraftwerkstechnik; VGB-Kraftwerkstechnik 63 (1983) Nr. 7

/Seifritz 1992/

Seifritz, Walter: Zu einer möglichen CO₂-Entsorgung im Meer; EP 3/92

/Specht 1998/

Specht, M.; Bandi, A.; Elser, M.; Staiss, F.: Comparisation of CO₂ sources for the synthesis of renewable methanol, in: Delmon, B.; Yates, J. T.: Advances in chemical conversions for mitigating carbon dioxide; Elsevier, 1998; Amsterdam, S. 363-366

/Stolten 2001/

Stolten D.: Die Brennstoffzelle – Eine Querschnittstechnologie für Nordrhein-Westfalen; Kompetenz-Netzwerk Brennstoffzelle, Vortrag, 5. Fachkongress Zukunftstechnologien im Rahmen der Messe "e-world of energy", Essen, 14.02.2001

/Sung 1999/

Sung, K.; Lee, J.; Park, S.; Chol, M.: CO₂ fixation by Chlorella sp. KR-1 and its cultural characteristics; Bioresource Technology v 68 n 3, Jun 1999, p 269-273

/Sverdrup/

Sverdrup: Design of High-temperature Solid-electrolyte Fuel-cell Batteries für Maximum Power Output per Unit Volume; Energy Conversion, Vol. 13, S. 129 – 141

/Tamura 1998/

Tamura, Y.; Tsuji, M.; Amano, H.; Sano, H.: Global carbon-recycling energy delivering system for CO₂ mitigation, in: Delmon, B.; Yates, J. T.: Advances in chemical conversions for mitigating carbon dioxide; Elsevier, 1998; Amsterdam, S. 285-290

/Tosato 1984/

Tosato, G.; Brady, J.; Essam, P.; Finnis, M.; Giesen, G.; Rath-Nagel, S.; Vos, H.; Wilde, D.: Energy after the Eighties; Energy Research 6, Elsevier, Amsterdam-Oxford-New York-Tokyo, 1984

/Tsuchiya 2000/

Tsuchiya H.: Learning Curve Cost Analysis for Model Building of Renewable Energy in Japan, in: Experience Curves for Policy Making – The Case of Energy Technologies; Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Forschungsbericht Band 67, April 2000

/Webster/

Webster, I. C.; Audus, H.; Riemer, P. W. F.; Ormerod, W. G.: Carbon Dioxid Capture and Disposal as a Greenhouse Gas Abatement Option; Conference proceedings „The clean and efficient use of coal and lignite“

/Wene 2000/

Wene C.-O.: Experience Curves: Measuring the Performance of the Black Box, in: Experience Curves for Policy Making – The Case of Energy Technologies; Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Forschungsbericht Band 67, April 2000

/Winkler/

Winkler, W.: Brennstoffzellen – Innovationen und konkurrierende Technologien; IIR-Tagung Brennstoffzellen in der Energieversorgung, Bonn 26./27.01.2000

/Yamada 1998/

Yamada, T; Kiga, T.; Okawa, M.: Characteristics of Pulverized Coal Combustion in CO₂-Recovery Power Plant Applied O₂/CO₂ Combustion; JSME International Journal 1998

/Yasuda 1998/

Yasuda, Y.; Moritsuka, H.; Izaki, Y: Preparation and Evaluation of CO₂-Permselective membran for high Temperature Gas Separation; JSME International Journal, Series B, Vol 41, No 4, 1998, S. 1012-1016

/Yates 1998/

Yates: Oil extraction by highly pressured CO₂ produced in zeroemission power plants, in: Delmon, B.; Yates, J. T.: Advances in chemical conversions for mitigating carbon dioxid, Elsevier, 1998; Amsterdam

/Zschernig/

Zschernig, J.: Brennstoffzellen in der Kraft-Wärme-Kopplung – Eine Chance für die Fernwärme? Fernwärme International, 12/99, S. 42-48

