Dezentrale Energiesysteme

Neue Technologien
im liberalisierten Energiemarkt

von
Jürgen Karl

2., verbesserte Auflage

Oldenbourg Verlag München Wien

Dr.-Ing. Jürgen Karl ist Privatdozent am Lehrstuhl für Energiesysteme der TU München.

Bibliografische Information Der Deutschen Bibliothek

Die Deutsche Bibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.ddb.de> abrufbar.

© 2006 Oldenbourg Wissenschaftsverlag GmbH
Rosenheimer Straße 145, D-81671 München
Telefon: (089) 45051-0
www.oldenbourg-wissenschaftsverlag.de

Das Werk einschließlich aller Abbildungen ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung außerhalb der Grenzen des Urheberrechtsgesetzes ist ohne Zustimmung des Verlages unzulässig und strafbar. Das gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Übersetzungen, Mikroverfilmungen und die Einspeicherung und Bearbeitung in elektronischen Systemen.

Lektorat: Kathrin Mönch
Herstellung: Anna Grosser
Umschlagkonzeption: Kraxenberger Kommunikationshaus, München
Gedruckt auf säure- und chlorfreiem Papier
Druck: Grafik + Druck, München
Bindung: R. Oldenbourg Graphische Betriebe Binderei GmbH

ISBN 3-486-57722-0
ISBN 978-3-486-57722-8

meinen Kindern

Inhalt

Vorwort **IX**

1 Einführung **1**

1.1 Strukturen der Strom- und Wärmeerzeugung 1

1.2 Gesellschaftliche, wirtschaftliche und ökologische Randbedingungen der Energiewandlung 5
1.2.1 Energiebedarf und Weltbevölkerung 5
1.2.2 Reichweite und Risiken fossiler Energieträger 7
1.2.3 Der Treibhauseffekt 9
1.2.4 Die Entwicklung der internationalen Strommärkte 12

1.3 Probleme beim dezentralen Einsatz konventioneller Technologien 13
1.3.1 Technologien für dezentrale Stromerzeugung 13
1.3.2 Einfluss der Anlagengröße auf die Wirtschaftlichkeit 15
1.3.3 Einfluss der Anlagengröße auf die thermodynamische Effizienz 16
1.3.4 Einfluss der Anlagengröße auf die Flexibilität 16
1.3.5 Einfluss der Anlagengröße auf die Ökologie 17

2 Thermodynamische Grundlagen der Energiewandlung **19**

2.1 Wirkungsgrade bei der Energiewandlung 19
2.1.1 Die Energiebilanz 21
2.1.2 Der ideale Kreisprozess 25
2.1.3 Die Exergiebilanz 29

2.2 Die thermodynamische Berechnung thermischer Prozesse 36
2.2.1 Die thermische Konversion von Brennstoffen 36
2.2.2 Zustandsänderungen in Energiesystemen 69
2.2.3 Numerische Berechnung thermischer Prozesse 78
2.2.4 Thermodynamische Bewertung der Energiewandlung 85

3 Energiesysteme für die Strom- und Wärmeerzeugung **93**

3.1 Wärmeerzeugung 93
3.1.1 Konzepte zur Wärmeversorgung 94
3.1.2 Feuerungskonzepte 98
3.1.3 Wirkungsgrade bei der Erzeugung von Nutzwärme 102

3.2 Stromerzeugung in Wärmekraftwerken ... 115
3.2.1 Das klassische Dampfkraftwerk ... 117
3.2.2 Gasturbinen-Kraftwerke ... 128
3.2.3 Kombinierte Kraftwerke ... 140

3.3 Kraft-Wärme-Kopplung ... 143
3.3.1 Energiebilanz der Kraft-Wärme-Kopplung ... 143
3.3.2 Thermodynamische Bewertung der Kraft-Wärme-Kopplung ... 151
3.3.3 Wirtschaftliche Vorteile der Kraft-Wärme-Kopplung ... 163
3.3.4 Arbeitsmaschinen für die Kraft-Wärme-Kopplung ... 165

3.4 Strom- und Wärmeerzeugung mit integrierter Vergasung ... 176
3.4.1 Die Vergasung von Festbrennstoffen ... 176
3.4.2 Brenngasaufbereitung und Systemintegration ... 197

4 Grundsätze für die Entwicklung dezentraler Energiesysteme 203

4.1 Prinzipien für die Entwicklung thermodynamisch effizienter Energiesysteme ... 203
4.1.1 Optimierung des Carnot-Faktors ... 204
4.1.2 Minimierung von Rauchgasverlusten ... 209
4.1.3 Umgehung des Carnot-Wirkungsgrades ... 232
4.1.4 Optimierung der thermodynamischen Systemintegration ... 256
4.1.5 Zusammenfassung der Prinzipien für thermodynamisch effiziente Energiesysteme ... 267

4.2 Prinzipien für die Entwicklung flexibler Energiesysteme ... 269
4.2.1 Bedeutung der Flexibilität eines Energiesystems für die Versorgungssicherheit ... 269
4.2.2 Lastmanagement und Anlageneinsatzplanung ... 270
4.2.3 Energiesysteme mit günstigem Teillastverhalten ... 278
4.2.4 Leistungssteigernde Maßnahmen bei Dampfturbinen-Prozessen ... 289
4.2.5 Leistungssteigernde Maßnahmen bei Gasturbinen ... 291
4.2.6 Flexibilisierung durch die Kraft-Wärme-Kopplung ... 295
4.2.7 „Virtuelle Kraftwerke“ ... 299
4.2.8 Erweiterung des Brennstoffbandes ... 301
4.2.9 Zusammenfassung der Prinzipien für flexible Energiesysteme ... 311

4.3 Prinzipien für die Entwicklung ökonomisch effizienter Energiesysteme ... 313
4.3.1 Wirtschaftliche Randbedingungen dezentraler Anlagen ... 313
4.3.2 Maßnahmen zur Minimierung der Energieerzeugungskosten ... 338
4.3.3 Maßnahmen zur Erhöhung der Anlagenauslastung ... 343
4.3.4 Peak-Shaving ... 346
4.3.5 Wirtschaftliche Vorteile der Kraft-Wärme-Kopplung ... 352
4.3.6 Erwirtschaftung von Zusatzerlösen ... 356
4.3.7 Vermeidung von Planungsfehlern ... 358
4.3.8 Zusammenfassung der Prinzipien für wirtschaftlich effiziente Energiesysteme ... 375

4.4 Prinzipien für die Entwicklung ökologischer Energiesysteme 378
4.4.1 Minderung der spezifischen CO_2-Emissionen 378
4.4.2 Verwendung regenerative Energieträger 381
4.4.3 Minimierung der Umweltbelastung durch Emissionen 389
4.4.4 Minimierung der Umweltbelastungen durch Transport und Verteilung 397
4.4.5 Zusammenfassung der Prinzipien für nachhaltige Energiesysteme 399

5 Zusammenfassung und Ausblick 401

5.1 Die Notwendigkeit der Entwicklung dezentraler Energiesysteme 401

5.2 Zusammenfassung der Prinzipien für die Entwicklung dezentraler Energiesysteme 403

5.3 Lösungsansätze für die Umsetzung notwendiger Entwicklungsarbeiten 405

6 Literatur 409

7 Anhang 417

7.1 Tabellenverzeichnis 417

7.2 Abbildungsverzeichnis 418

Stichwortverzeichnis 425

Vorwort

Keine andere Technologie steht gleichzeitig so im Mittelpunkt des öffentlichen Interesses und in der Kritik wie die Energietechnik. Im Vordergrund des öffentlichen Bewusstseins stehen dabei vor allem die ökologischen Randbedingungen der Energiewandlung. Tschernobyl und die globale Erwärmung der Erdatmosphäre führten zu einer hohen Sensibilisierung der Gesellschaft für die Energiefrage. Das öffentliche Interesse führte allerdings dazu, dass die Forderung nach der verstärkten Nutzung regenerativer Energiequellen und neuer Technologien in immer stärkerem Widerspruch zu den wirtschaftlich und technisch realisierbaren Lösungsansätzen standen.

Die Entwicklung der Energietechnik stand im 20. Jahrhundert überwiegend im Zeichen einer stetigen Verbesserung konventioneller Technologien für die Strom- und Wärmeversorgung. Versorgungssicherheit und die Qualität der Versorgung erreichten einen Stand, der in Zukunft kaum zu übertreffen ist. Das hohe Niveau der Energieversorgung durch Großanlagen und große Verbundnetze führte allerdings auch dazu, dass die Randbedingungen für die Entwicklung und Einführung neuer Technologien, wie beispielsweise den Brennstoffzellen, denkbar ungünstig waren. In den letzten Jahren zeichneten sich aber zwei neue Tendenzen ab, die in einigen Bereichen eine Neuorientierung der Energieversorgung nach sich ziehen werden: Zum einen finden die Forderungen nach einer Energieversorgung jenseits von fossilen Energieträgern auch ihren Niederschlag in den gesetzlichen Rahmenbedingungen der Energiewirtschaft. Beispiele sind das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und die TA Siedlungsabfall (TASi), die den Einsatz von Biomasse und Reststoffen in der Energieversorgung vorantreiben werden. Zum anderen führt die Liberalisierung des Strommarktes zu einer Umstrukturierung, die zu Lasten der Versorgungssicherheit gehen wird und die deshalb die Entstehung kleiner Einheiten nach sich ziehen wird.

Beide Tendenzen, die staatliche Förderung einer ökologisch nachhaltigen Energieversorgung und die Folgen der Liberalisierung des Strommarktes werden in den kommenden Jahren verstärkt zur Entwicklung von *dezentralen Energiesystemen* führen. Diese Systeme werden in vielen Fällen die bestehende Energieversorgungsstruktur aufgrund ihrer Effizienz, ihrer Flexibilität und, bei günstigen Randbedingungen, auch aufgrund wirtschaftlicher und ökologischer Vorteile sinnvoll ergänzen und teilweise auch ersetzen.

Ziel dieser Arbeit ist es nicht, konventionelle Technologien und die Stromerzeugung in großen zentralen Kraftwerksanlagen in Frage zu stellen, sondern Nischen und Wege aufzuzeigen, die geeignet sind, die Entwicklung innovativer, dezentraler Technologien zu erleichtern und eine effizientere Nutzung der vorhandenen Ressourcen durch Kraft-Wärme-Kopplung oder Brennstoffzellen zu ermöglichen.

Die technischen und wirtschaftlichen Nachteile von kleinen, dezentralen Energiesystemen gegenüber Großanlagen können nur dann kompensiert werden, wenn gleichzeitig konsequent ihre Vorteile – die hohe Effizienz der Kraft-Wärme-Kopplung und die Flexibilität dezentraler Versorgungsstrukturen – genutzt werden. Besonders die Chancen, die die Liberalisierung des Strommarktes bietet, sind geeignet, die Entwicklung von Zukunftstechnologien wie Brennstoffzellen und die Vergasung biogener Brennstoffe voranzutreiben, um im Interesse nachfolgender Generationen langfristig die Nachhaltigkeit unserer Energieversorgung sicherzustellen.

Diese Arbeit entstand aus verschiedenen Vorlesungen im Rahmen meiner Habilitation an der Technischen Universität München. Mein herzlicher Dank gilt Herrn Prof. Sattelmayer, TU München und Herrn Prof. Ziegler, TU Berlin für zahlreiche Anregungen und Diskussionen zu dieser Arbeit. Vor allem aber Herrn Prof. Hein danke ich für seine herzliche Unterstützung über viele Jahre in allen fachlichen und auch persönlichen Belangen. Stellvertretend für alle Mitarbeiter des Lehrstuhls für Thermische Kraftanlagen möchte ich auch meinen Freunden und Kollegen Dr. Markus Goldbrunner und Dr. Sotirios Karellas für die Überprüfung und Korrektur der Berechnungsbeispiele und den Mitarbeitern vom Oldenbourg Verlag für die gute Zusammenarbeit danken.

Trotz der vielen Stunden, die die Ausarbeitung dieses Buches in Anspruch nahm, verfolgten meine liebe Frau Eva und meine Kinder Miriam, Anja, Valerie, Simona, Tobias und Lucia meine Arbeit stets mit großem Interesse. Umso wichtiger ist für mich die Hoffnung, mit dieser Arbeit einen Beitrag zu einer offeneren Diskussion der Energiefrage geleistet zu haben – einer Frage die sich gerade unseren Kindern stellen wird und die gerade unsere Kinder einmal uns stellen werden...

Markt Indersdorf Jürgen Karl

1 Einführung

1.1 Strukturen der Strom- und Wärmeerzeugung

Die wichtigsten Kriterien für die Auswahl von Energiesystemen waren in den vergangenen Jahrzehnten, neben den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen der Energiewandlung, stets die Sicherstellung der Versorgungssicherheit und der Versorgungsqualität. Die Stromerzeugung des zwanzigsten Jahrhunderts war geprägt durch die Entwicklung sehr großer, zentraler Kraftwerkssysteme. Der rasante Anstieg des Stromverbrauchs im Zuge der Industrialisierung konnte nur durch den Aufbau großer Verbundnetze mit zentralen Versorgungsstrukturen gesichert werden. Verbundnetze und Großkraftwerke wurden überwiegend von großen, überregionalen Versorgern betrieben. Im Schutz eines stark regulierten Energiemarktes entwickelten sich große Energieversorgungskonzerne, die ein Höchstmaß an Versorgungssicherheit gewährleisteten. Neben diesen großen, überregionalen Energieversorgern entwickelte sich eine Vielzahl kleinerer, kommunaler Energieversorger. Diese regionalen Energieversorger konzentrierten sich vor allem auf die Stromverteilung und arbeiteten eng mit den überregionalen Versorgern zusammen. Neben den regionalen Verteilnetzen betrieben diese kommunalen Versorger oft auch selbst größere Kraftwerkseinheiten. Die unter diesen Randbedingungen erzielten Stromerlöse dienten vielen Kommunen zur Refinanzierung defizitärer Bereiche bei öffentlichen Dienstleistungen, wie beispielsweise dem öffentlichen Nahverkehr.

Im Gegensatz zur Stromerzeugung war der Wärmemarkt stets von dezentralen Strukturen geprägt. Eine wirtschaftliche Versorgung wurde hier durch sehr kleine, standardisierte Einheiten sichergestellt, die aufgrund hoher Stückzahlen kostengünstig und mit hoher Verfügbarkeit bereitgestellt werden konnten. Analog zu den elektrischen Netzen entstandenen weit verzweigte Gasversorgungsnetze, die mit Nahwärmenetzen und den Vertriebsorganisationen für den Verkauf von Heizöl konkurrierten. Die wichtigsten Kriterien, die die wirtschaftliche Situation eines Energiesystems bestimmten, waren sowohl bei der Stromversorgung als auch bei der Wärmeerzeugung bisher vor allem

- Effizienz
- Verfügbarkeit und Versorgungssicherheit

und gegen Ende des 20. Jahrhunderts aufgrund veränderter, gesellschaftlicher und politischer Rahmenbedingungen zunehmend auch die

- Umweltverträglichkeit eines Systems.

Die wirtschaftliche Situation der Strom- und Wärmeerzeugung wird auch in Zukunft bestimmend für die Entwicklung und Realisierung neuer Konzepte bleiben. Die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen werden dabei vor allem von der Kostenstruktur einer Energieerzeugungsanlage, also den Strom- und Wärmegestehungspreisen, bestimmt.

Bereits heute ist allerdings absehbar, dass die Liberalisierung des Strommarktes auch zu einer Minderung der Versorgungssicherheit führen wird. Verfügbarkeit und Versorgungssicherheit werden künftig eine untergeordnetere Rolle spielen. Dies liegt vor allem daran, dass der Spielraum für kostenintensive Wartungsarbeiten und Neuinvestitionen aufgrund der bisher nicht vorhandenen Wettbewerbssituation deutlich kleiner wird und Investitionen mit Abschreibungszeiten von mehreren Jahrzehnten die Ausnahme bilden werden. Diese langfristigen Investitionen wären insbesondere dann notwendig, wenn weiterhin auf bewährte und zuverlässige, aber auch auf hochwertige und damit investitionsintensive Technologien gesetzt werden soll. Unsichere wirtschaftliche und gesellschaftliche Rahmenbedingungen sowie die Risiken des Rohstoffmarktes werden aber die Investitionsbereitschaft für den Bau sehr großer, kapitalintensiver Anlagen wesentlich mindern.

Hinzu kommt, zumindest in den Industriestaaten, die Tatsache, dass die Akzeptanz für den Bau von Großanlagen, wie großen Kohlekraftwerken, dem zugehörigen Braunkohletagebau oder gar der Bau von neuen Kernkraftwerken mehr und mehr abnehmen wird. Der Planungsaufwand wird durch die aufgrund von Bürgerprotesten immer aufwändigeren Genehmigungsverfahren und vor allem für die immer längeren Genehmigungszeiten unverhältnismäßig hoch und birgt zudem das Risiko, dass selbst eine erfolgte Bau- und Betriebsgenehmigung nachträglich auf dem Rechtsweg widerrufen werden kann. Im Falle des deutschen Kernkraftwerkes Mühlheim-Kährlich führte dies dazu, dass ein vollständig fertig gestelltes Kernkraftwerk nach dem Probebetrieb nicht in Betrieb gehen konnte. Ein ähnliches Schicksal ereilte ein bereits fertig gestelltes Kernkraftwerk in Österreich, dessen Inbetriebnahme per Volksentscheid verhindert wurde. Aber nicht nur der Bau von Kraftwerken und kerntechnischen Anlagen wird in Zukunft erheblich erschwert werden, selbst der Bau von Überlandleitungen oder vergleichsweise kleiner Müllverbrennungsanlagen wird künftig wesentlich problematischer. Ursachen für die abnehmende Akzeptanz sind nicht nur das „St-Florians-Prinzip“ („not in my backyard!“), sondern auch die geringe Kenntnis in der Gesellschaft über die technischen und wirtschaftlichen Randbedingungen der Energiewirtschaft und eine weitgehend falsche Beurteilung des Standes der Technik in den Medien, der Politik und sogar im Management großer Konzerne. Hier werden aufgrund unrealistischer Erwartungshaltungen notwendige Entwicklungszeiten wesentlich unterschätzt und so langfristige Entwicklungsziele entweder nicht in Angriff genommen oder bereits nach kurzer Zeit wieder verworfen.

Ein dritter Grund für die sich abzeichnende Änderung von bestehenden Kraftwerksstrukturen besteht darin, dass zunehmend auch nicht speicherbare, regenerative Energien genutzt werden. Die notwendige Reservehaltung für Windkraftanlagen wird dazu führen, dass aufgrund der geringen Anlagenauslastung kostengünstigere und auch kleinere, flexiblere Anlagen notwendig sein werden, um nur wenige Stunden im Jahr bei ungünstigen Wetterbedingungen die fehlende Stromerzeugung in Windkraftanlagen oder Photovoltaik-Anlagen substituieren zu können.

Die abnehmende Investitionsbereitschaft, die immer schlechtere Akzeptanz und die steigenden Anforderungen an die Anlagenflexibilität werden also zunehmend den Neubau von Großanlagen einschränken. Ein Verzicht auf diese Technologien führt zwangsläufig zur Minderung der Versorgungssicherheit und kann nur durch den Betrieb von einer größeren Anzahl von Anlagen mit erhöhter Anlagenflexibilität kompensiert werden. Dies wird auch bei der Stromerzeugung zwangsläufig zu einer verstärkten Nutzung von dezentralen Systemen führen. Die Anzahl der Anlagen für die Eigenversorgung von Betrieben und kommunalen Einrichtungen, beispielsweise zur Notstromversorgung oder zur Deckung des eigenen Wärmebedarfs durch die Verbrennung von Reststoffen aus der eigenen Produktion, wird stark steigen.

Ein wesentlicher Beitrag zur Gewährleistung der notwendigen Versorgungssicherheit wird auch dadurch geleistet, dass durch den verstärkten Einsatz kleiner Anlagen die erhöhten Betriebsrisiken auf eine höhere Anzahl von Anlagen verteilt werden. Durch den Verbund mehrerer Kleinanlagen kann mit softwaregestützter Anlageneinsatzplanung und Lastmanagement-Systemen bedarfsgerecht reagiert werden. Zudem erhöht die höhere Anlagenanzahl die Redundanz bei der Strom- und Wärmeerzeugung. Neben der Minderung der Versorgungssicherheit, wird auch die Forderungen nach einem verstärkten Einsatz regenerativer Energien den Ausbau dezentraler Strukturen für die Stromerzeugung fördern. Die meist nur in geringen Mengen dezentral verfügbaren regenerativen Energien, wie beispielsweise die Wind- und Sonnenenergie oder Geothermie, lassen nur die Errichtung von Anlagen mit geringer Leistung zu. Vor allem auch die dezentrale Verfügbarkeit des regenerativen Energieträgers Biomasse erfordert dessen Nutzung in dezentralen, kleinen Anlagen. Biomasse und biogene Reststoffe fallen nur dezentral in kleinen Mengen, beispielsweise in landwirtschaftlichen oder holz- und lebensmittelverarbeitenden Betrieben an. Aufgrund ihrer geringen Energiedichte und dem daraus resultierenden logistischen Aufwand lohnt sich ein Transport von Biomasse nur bis zu einer bestimmten Anlagengröße.

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

- die Flexibilität des Systems

und

- die Nachhaltigkeit des eingesetzten Primärenergieträgers

Beide Kriterien werden zu einer verstärkten Nachfrage nach dezentralen Energiesystemen, auch für die Stromerzeugung führen. Im Folgenden sollen daher Kriterien für Beurteilung der Zukunftsfähigkeit von Energiesystemen abgeleitet und am Beispiel bereits heute verfügbarer Technologien diskutiert werden.

Grundlage für die Bewertung jeder Technologie für die Energiewandlung ist die thermodynamische Berechnung des Energiesystems. In Kapitel 2 werden daher die thermodynamischen Grundlagen für die Berechnung energetischer Systeme abgeleitet und anhand von Beispielen erklärt.

Kapitel 3 beschreibt die bisher in der Energietechnik eingesetzten Technologien zur Strom- und Wärmeerzeugung. Neben konventionellen Technologien werden aufgrund ihrer besonderen Bedeutung für kleine, dezentrale Systeme vor allem die Kraft-Wärme-Kopplung und die Vergasung von Festbrennstoffen ausführlich beschrieben.

Die besonderen Herausforderungen für die Entwicklung dezentraler Versorgungssysteme werden in Kapitel 4 diskutiert. Aufbauend auf den Grundlagen für die thermodynamische Berechnung werden allgemeingültige Prinzipien abgeleitet, die für die Entwicklung thermodynamisch effizienter Energiesysteme Anwendung finden müssen (Abschnitt 4.1). Der Forderung nach einer erhöhten Flexibilität von Energiesystemen kann durch neue Technologien zum Last- und Einsatzmanagement Rechnung getragen werden. Neben den Prinzipien für die Flexibilisierung des Anlageneinsatzes kommt allerdings auch der Flexibilisierung des Brennstoffbandes eine besondere Bedeutung zu (Abschnitt 4.2). Entscheidend für die Realisierbarkeit neuer Konzepte sind stets die wirtschaftlichen Randbedingungen. Im Gegensatz zu den Prinzipien für die Entwicklung thermodynamisch effizienter Anlagen, lassen sich die Grundsätze für einen wirtschaftlichen Betrieb von Großanlagen nicht auf die besonderen Randbedingungen kleiner, dezentraler Anlagen übertragen. Neben den Unterschieden in der Kostenstruktur großer und kleiner Anlagen wird in Abschnitt 4.3 daher diskutiert, wie die Kraft-Wärme-Kopplung und eine erhöhte Anlagenflexibilität die wirtschaftlichen Nachteile kleiner Versorgungsanlagen kompensieren können.

Die Erwärmung der Erdatmosphäre und die stetig wachsende Weltbevölkerung erfordern zunehmend den Einsatz unweltverträglicher Energieversorgungstechnologien. Neben der Erhöhung der Brennstoffausnutzung durch thermodynamisch effizientere Systeme ist deshalb ein verstärkter Einsatz von regenerativen Energieträgern unerlässlich (Abschnitt 4.4).

Entscheidend für die Umsetzbarkeit der in Kapitel 4 diskutierten Prinzipien sind allerdings die gesellschaftlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen der Energieversorgung. Das wesentliche Dilemma für die Einführung neuer Technologien in der Energiewirtschaft sind vor allem lange Entwicklungszeiten, hohe Entwicklungs- und Investitionskosten und die volkswirtschaftliche Notwendigkeit, eine wesentliche Steigerung der Energiekosten zu vermeiden. In Kapitel 5 werden deshalb abschließend verschiedene Möglichkeiten erörtert, die geeignet sind, die notwendigen Entwicklungsarbeiten und Investitionen in neue innovative Technologien voranzutreiben.

1.2 Gesellschaftliche, wirtschaftliche und ökologische Randbedingungen der Energiewandlung

1.2.1 Energiebedarf und Weltbevölkerung

Entscheidend für den künftigen, weltweiten Energieverbrauch ist die Bevölkerungsentwicklung und die Entwicklung des Lebensstandards in den kommenden Jahren. Besonders das wirtschaftliche Wachstum in bevölkerungsreichen Schwellenländern, wie China und Indien, wird dazu führen, dass der Weltenergieverbrauch und damit auch der Ressourcenverbrauch und die Umweltbelastungen erheblich zunehmen werden. In Abb. 1.1 ist die von der Shell AG prognostizierte Entwicklung des weltweiten Primärenergieverbrauchs dargestellt [I-7]. Dieser Darstellung wurde ein Szenario mit einer „nachhaltigen Entwicklung“ zugrunde gelegt, das eine mäßige Bevölkerungsentwicklung und einen verantwortlichen Umgang mit Energie und natürlichen Ressourcen voraussetzt.

Selbst bei diesem „nachhaltigen Szenario“ muss bis zum Jahr 2050 damit gerechnet werden, dass sich der Weltenergieverbrauch mehr als verdoppelt. Bemerkenswert ist dabei, dass die Shell-Studie davon ausgeht, dass der Zuwachs durch regenerative Energien wie Wind, Sonne und Biomasse gedeckt werden kann. Dabei ist ein Zuwachs bei der Nutzung fossiler Energieträger weniger durch deren Reichweite limitiert als vielmehr durch die vorhandenen Förderkapazitäten.

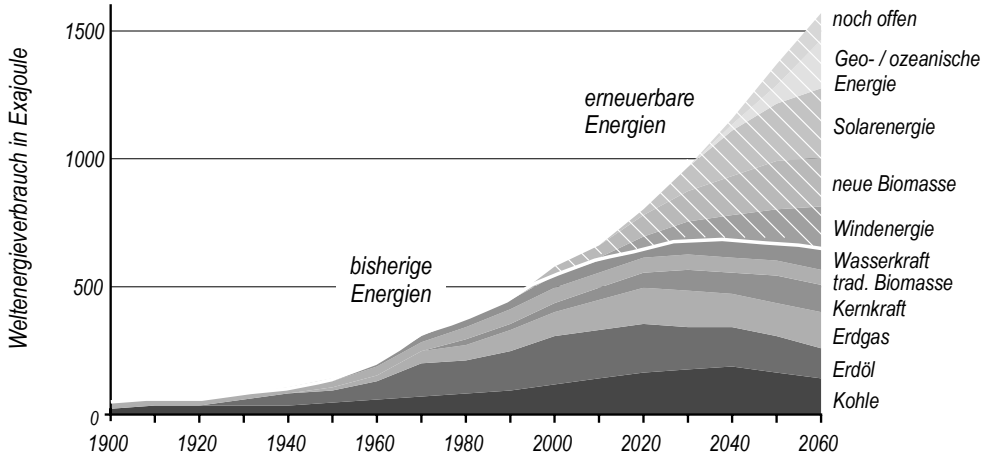

Abb. 1.1: Prognostizierter Energiebedarf; Weltenergieverbrauch bis 2060 (Shell-Studie, „Nachhaltiges Szenario“ [I-7])

So wird bereits in den nächsten Jahren mit einem Anstieg des Rohölpreises allein aufgrund der Tatsache gerechnet, dass die Nachfrage den bestehenden Förderkapazitäten entspricht und der steigenden Nachfrage ein stagnierendes Angebot gegenüber steht. Die Nachfrage kann dann nur durch die Erschließung neuer Ölfelder befriedigt werden, die wiederum nur bei höheren Weltmarktpreisen wirtschaftlich ausgebeutet werden können. Die wichtigste Ursache für den Anstieg des Weltenergieverbrauchs wird die Angleichung des Lebensstandards zwischen den Schwellenländern wie China und Indien und den Industriestaaten in Nordamerika, Europa oder Fernost sein.

Eine Erhöhung des Lebensstandards führt unweigerlich zu einem Anstieg des Energieverbrauchs. In Abb. 1.2 ist dies am Beispiel des durchschnittlichen Stromverbrauchs pro Einwohner für verschiedene Staaten dargestellt. Auf der x-Achse ist dabei der Anteil einzelner Regionen an der Weltbevölkerung aufgetragen. Der Pro-Kopf-Verbrauch ist dabei in den Industriestaaten Europas und Nordamerika am höchsten. Aus dieser Darstellung kann auch unmittelbar der gesamte Energieverbrauch der aufgetragenen Regionen aus den Flächen der einzelnen Säulen abgelesen werden.

Dabei wird deutlich, dass bislang der Energieverbrauch in China nur einen geringen Anteil am weltweiten Stromverbrauch einnimmt.

Geht man allerdings davon aus, dass sich aufgrund der gesellschaftlichen und wirtschaftlichen Entwicklung der Lebensstandard in China dem Lebensstandard in den USA angleichen wird, muss davon ausgegangen werden, dass sich alleine dadurch der weltweite Stromverbrauch verdoppelt.

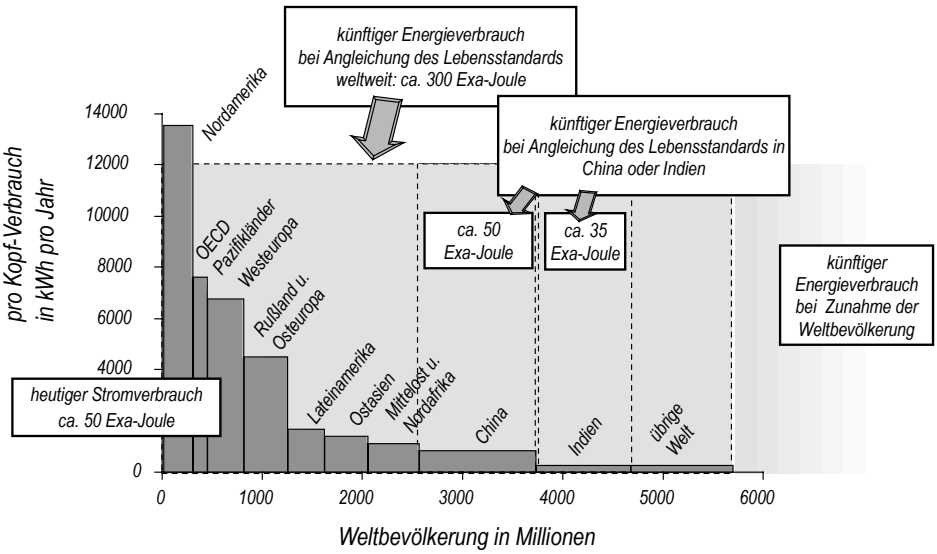

Abb. 1.2: Welt-Stromverbrauch bei weltweiter Angleichung des Lebensstandards und des pro Kopf-Verbrauchs an Nordamerika [I-7]

Die klimatischen Bedingungen Chinas sind mit denen Nordamerikas vergleichbar, so dass bei gleichem Lebensstandard, beispielsweise für die Klimatisierung und in der Industrie, ein ähnlich hoher Pro-Kopf-Verbrauch entstehen würde. Selbst wenn ein vergleichbarer Lebensstandard nur von 10% der chinesischen Bevölkerung erreicht wird, wird dies zu einer erheblichen Zunahme des Weltstromverbrauches führen. Wie China sind derzeit eine Vielzahl von Schwellenländern dabei, den eigenen Lebensstandard und damit den Energieverbrauch an das Niveau westlicher Industriestaaten anzugleichen.

Eine umfassende und detaillierte Analyse der zu erwartenden Probleme und Risiken eines umfassenden Bevölkerungswachstums und einer Angleichung des Lebensstandards veröffentlichte 1971 erstmals Dennis und Donella Meadows in Ihrem Bericht an den „Club of Rome“ über die „Grenzen des Wachstums“ [I-9]. Der Club of Rome wurde damit zum Vorreiter der Forderung nach einer ökologisch und nachhaltigen Wirtschafts-, Umwelt- und Energiepolitik, die mittlerweile nicht zuletzt aufgrund der Entwicklung des Weltklimas auch von vielen Staaten und von der Europäischen Union aufgegriffen wurde und vorangetrieben wird. Die Forderungen nach einer nachhaltigen „Erdpolitik“ und Lösungsansätze, wie die 1989 von Ernst Ulrich von Weizsäcker vorgeschlagene Ökologische Steuerreform („... Die Preise müssen die Wahrheit sagen...“, [I-15]), finden mittlerweile teilweise ihre Umsetzung in der Politik und werden auch weiterhin das gesellschaftliche und politische Umfeld der Energiewirtschaft prägen.

1.2.2 Reichweite und Risiken fossiler Energieträger

Neben der Zunahme des Energiebedarfs wird auch die Verfügbarkeit der bisher überwiegend genutzten fossilen Energieträger die Energiewirtschaft nachhaltig beeinflussen. Dabei besteht heute ein Konsens darüber, dass weniger die absolute Reichweite von Kohle, Erdöl oder Erdgas die energiewirtschaftliche Entwicklung in den nächsten Jahrzehnten prägen wird, sondern vielmehr die wirtschaftlich darstellbaren Förderkapazitäten und die politischen Randbedingungen in den Fördergebieten. Schon heute bestimmen politische Krisen in Nahost und Südamerika maßgeblich die Weltmarktpreise für Rohöl und damit mittelbar auch die Preise für Erdgas und Kohle.

Deutlich wird die Abhängigkeit von den Förderkapazitäten vor allem auch am Beispiel des Erdgases. So stammen zwar 63% des in Europa verbrauchten Erdgases derzeit aus europäischer Produktion, allerdings ist aufgrund der hohen Fördermengen besonders die Reichweite europäischer Erdgasvorkommen beschränkt. So betrug die rechnerische Reichweite des größten europäischen Erdgasproduzenten Großbritannien bei gleich bleibender Förderrate im Jahr 2001 nur mehr 7 Jahre [I-12]. Ähnlich verhält es sich mit dem weltgrößten Erdgasverbraucher USA und Kanada. Derzeit kann der Erdgasverbrauch Nordamerikas noch weitgehend aus eigenen Vorkommen gedeckt werden, allerdings beträgt die Reichweite der derzeit bekannten Erdgasreserven in den USA und Kanada nur 9 bzw. 10 Jahre. Zwar besteht prinzipiell die Option, zusätzliche, große Methanhydrid-Vorkommen zu erschließen, deren Erschließung wird aber mit hohen Kosten und erheblichen ökologischen Risiken verbunden sein.

Auch in Europa muss die Erdgas-Versorgung langfristig durch die Gasvorkommen in Russland oder dem Nahen Osten gesichert werden. Bereits heute bezieht die Bundesrepublik Deutschland ca. 36% ihres Erdgasbedarfs aus den Staaten der ehemaligen UdSSR, die über ca. ein Drittel der weltweiten, heute erschließbaren Erdgasreserven verfügen. Daraus ergeben sich politische und wirtschaftliche Abhängigkeiten, die die Versorgungssicherheit mit Erdgas erheblich in Frage stellen können. In Abb. 1.3 ist das russische Erdgasnetz dargestellt, über das die Bundesrepublik Deutschland ihr Erdgas aus den Erdgasfeldern Sibiriens und Turkmenistans bezieht. Dabei wird deutlich, dass nicht nur politische Krisen in den Förderstaaten Russland, Turkmenistan und Usbekistan die Versorgung gefährden können, sondern auch Krisen in den Staaten, durch die Erdgaspipelines führen, insbesondere Aserbaidschan, Armenien, Georgien, Kasachstan, aber auch Weißrussland, die Ukraine und Tschechien.

Besonders bedenklich ist auch die Tatsache, dass die gesamten russischen Erdgasimporte über nur vier Übergabestellen erfolgen und zudem im russischen Erdgasnetz mehrere Engstellen existieren. So würde es genügen, wenn das Erdgasnetz, z.B. durch terroristische Anschläge auf die Pipeline oder einzelne Verdichterstationen, an zwei Stellen, beispielsweise in Weißrussland und der Ukraine, unterbrochen würde, um die gesamten russischen Erdgaslieferungen vollständig zu unterbrechen. Zwar besitzt auch das Erdgasnetz eine gewisse Speicherfähigkeit, allerdings könnte bei längeren Unterbrechungen der Erdgasbedarf von den anderen Erdgaslieferanten, wie Norwegen und den Niederlanden, und durch die Eigenproduktion nicht gedeckt werden.

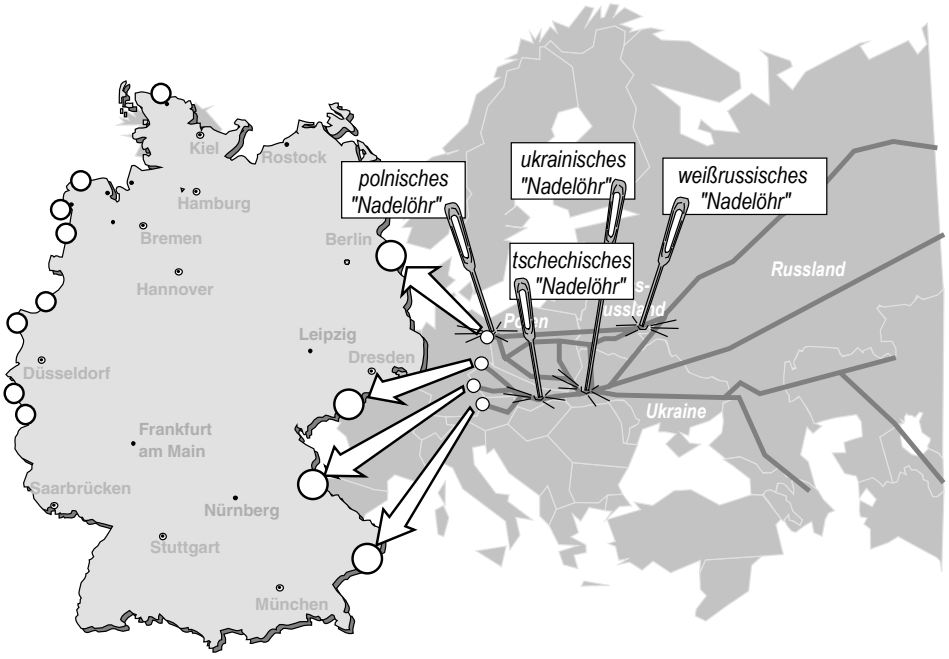

Abb. 1.3: Erdgasnetz der ehemaligen UdSSR [I-6]

In jedem Fall würde bereits die Unterbrechung eines einzigen der in Abb. 1.3 gezeigten „Nadelöhre“ das Gleichgewicht zwischen Bedarf und Förderung wesentlich stören und zu erheblichen Preisanstiegen führen. Dies ist insbesondere deshalb zu beachten, da derzeit vor allem der Zubau von Gaskraftwerken und Hausheizungen auf Erdgasbasis forciert wird und aufgrund der geringen europäischen Reserven die Abhängigkeit von Erdgaslieferungen aus den Staaten der ehemaligen UdSSR und aus dem Nahen Osten stetig zunehmen wird.

Auch bei der Erdölproduktion wird die Verfügbarkeit nicht durch die Reichweite des Erdöls bestimmt werden, sondern durch die vorhandenen Förderkapazitäten. So wird bereits für die nächsten Jahre erwartet, dass durch den zunehmenden Benzinverbrauch, beispielsweise in China, der weltweite Erdölverbrauch nicht mehr mit den vorhandenen Förderkapazitäten gedeckt werden kann. Das Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage würde damit gestört werden und zu einem erheblichen Anstieg des Weltmarktpreises für Rohöl führen.

1.2.3 Der Treibhauseffekt

In den Vordergrund des öffentlichen Bewusstseins rückte in den letzten Jahren zunehmend die Erwärmung des Weltklimas durch den Treibhauseffekt. Der Treibhauseffekt wurde erstmals 1896 vom schwedischen Physiker Svante Arrhenius erklärt. Er quantifizierte aufgrund einfacher Bilanzen den „natürlichen Treibhauseffekt“ auf 33 K, die zu einer mittleren Temperatur der Erdatmosphäre von ca. 15°C führen [I-5]. Ohne diesen natürlichen Treibhauseffekt würde die Temperatur der Erdatmosphäre im Mittel nur etwa –18 °C betragen. Die physikalischen Effekte, die zu einer Erwärmung der Erdatmosphäre führen sind also seit langem bekannt und können auch weitgehend quantifiziert werden. In Tab. 1.1 sind die einzelnen Beiträge der Bestandteile der Erdatmosphäre zusammengestellt

Der anthropogene Einfluss am Treibhauseffekt wird auf 0,5–1 K geschätzt. Der physikalische Effekt ist also weitgehend bekannt, allerdings werden die möglichen Folgen kontrovers diskutiert.

Tab. 1.1: Zusammensetzung der Erdatmosphäre und Beitrag zum Treibhauseffekt

Substanz	atmosphärischer Volumenanteil	CO2-Äquivalent	Temperatur-Erhöhung
H_2O	2,6%	0,04	20,6 K
CO_2	360 ppm	1	7,2 K
O_3	0,03 ppm	3880	2,4 K
N_2O	0,3 ppm	226	1,4 K
CH_4	1,7 ppm	22,8	0,8 K
sonstige			0,8 K

Indizien für einen anthropogenen Klimawandel

Als Indizien für einen anthropogenen Klimawandel werden vor allem Klimamodelle (Computersimulationen), Erkenntnisse aus der Glaziologie (Rückgang von Gletschern),

Eiskernanalysen, die Isotopenklimatologie an Bäumen und die Atmosphärenforschung mit boden-, luft- und satellitengestützten LIDAR-Messungen der Zusammensetzung der Erdatmosphäre gewertet.

Für Beunruhigung sorgt mittlerweile auch die Zunahme lokaler Phänomene wie die Häufung der Sturmtiefs im Nordatlantik, Trockenperioden beispielsweise in Australien, Überschwemmungen in Südamerika sowie extreme Niederschläge und Lawinenkatastrophen in Europa. Besonders diese Indizien werden von der Versicherungswirtschaft mit großem Argwohn verfolgt, da deren Aufwendung für die Begleichung der Schäden bei diesen lokal begrenzten Ereignissen erheblich zunahm.

In Frühjahr des Jahres 2002 sorgten auch Meldungen für Aufsehen, dass mehrfach große Teile des westantarktischen Eisschildes, teilweise von der Größe des Saarlandes, abbrachen. Gerade das Abschmelzen dieses westantarktischen Eisschildes ist eines jener Szenarien, das für große Teile der Weltbevölkerung besonders fatale Folgen hätte, da es zu einem weltweiten Anstieg des Meeresspiegels und damit zur Überflutung von großen, teilweise dichtbesiedelten Küstenregionen führen würde.

Gegenargumente gegen einen anthropogenen Treibhauseffekt beziehen sich zum einen darauf, dass es auch in der früheren Erdgeschichte stets große Temperaturschwankungen gab. Argumentiert wird damit, dass Temperatur- und Wetterverteilung mit der Bildung von Sonnenflecken korreliert oder dass Magmaströmungen im Erdinneren Klimawechsel verursachen können. Zum anderen wird vor allem die Relevanz von Simulationsrechnungen in Frage gestellt, da der Betrag einzelner physikalischer Effekte wie der Beitrag des Wasserdampfes durch Wolkenbildung („Beschattung der Erde“), der Beitrag von (Sulfat-)-Aerosolen sowie der Einfluss von Ozeanen und Eismassen nur unzureichend quantifiziert werden kann.

Daneben gibt es auch vielfach Autoren, die immer wieder mit physikalisch absolut unsinnigen Argumenten wie „CO_2 absorbiert nicht im relevanten Wellenlängenbereich“ [I-14] oder „...die Rückübertragung abgestrahlter Energie durch CO_2-Anteile in der Luft ist ausgeschlossen...“ [I-13] für Aufsehen sorgen und dennoch von Medien und Lobbyisten immer wieder zitiert werden. Besonders die Argumentation, dass der anthropogene Treibhauseffekt nur eine „unbedeutende Episode“ in der Erdklimageschichte ist, trägt nicht dazu bei, die Klimadiskussion zu versachlichen und ihr in Politik und Gesellschaft das notwendige Gewicht zu verleihen.

Folgen der globalen Erwärmung

Neben den absehbaren Folgen der globalen Erwärmung wie

- der Verschiebung der Klimazonen
- der Ausbreitung von Tropenkrankheiten
- höheren Windgeschwindigkeiten und mehr Stürmen
- die existentielle Bedrohung der Wälder in gemäßigten und nördlichen Breiten
- die Zunahme der Wetter-Extrema

sorgen vor allem die unabsehbaren Folgen weiterer, bisher nicht eindeutig prognostizierbarer Szenarien für Unruhe. Beispiele hierfür sind

- der Anstieg des Meeresspiegels,
- die Änderung von Meeresströmungen (die Abnahme des Golfstromes, würde ein Absinken der Temperatur in Nordeuropa um mehrere °C nach sich ziehen)

und

- das „Runaway greenhouse warming“

wonach die erhöhte Freisetzung von Methan in Sumpfgebieten aufgrund gestiegener Temperaturen und die Zunahme des Wasserdampfgehaltes in der Erdatmosphäre den Treibhauseffekt stetig verstärken würden [I-5].

Die wesentlichste Folge wäre wohl allerdings ein Umkippen des seit ca. 10.000 Jahren ungewöhnlich stabilen Weltklimas. Selbst die jüngere Erdgeschichte war geprägt von starken Temperaturschwankungen, die zu Eiszeiten und ständigen Verschiebungen der Klimazonen führten. Erst die ungewöhnliche Stabilität des Erdklimas in den letzten 10.000 Jahren führte dazu, dass die Menschheit zu Beginn der Steinzeit sesshaft werden und sich die frühen Hochkulturen entwickeln konnten. Besonders deutlich wird dies an den Ergebnissen von Eiskernbohrungen in Gletschern, die aufgrund der Temperaturabhängigkeit der Konzentration des Sauerstoffisotops O^{18} in der Atmosphäre die Temperaturänderungen dokumentieren (Abb. 1.4).

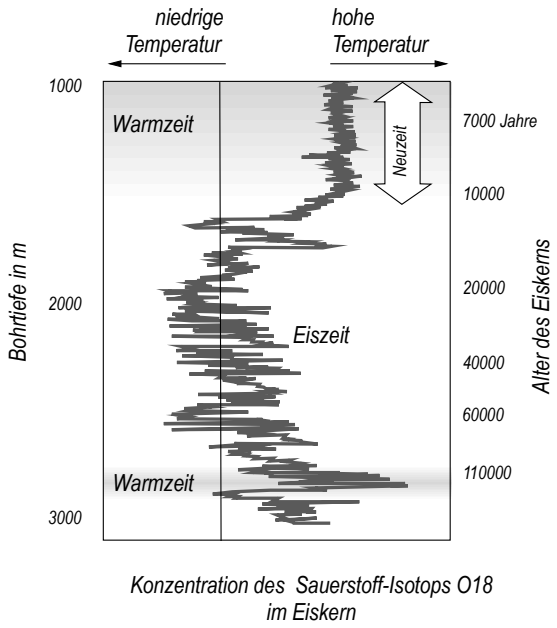

Abb. 1.4: Schwankung der Temperatur der Nordhalbkugel (Ergebnis von Eiskernbohrungen in Grönland [I-5])

Ein Umkippen des seit 10.000 Jahren temperaturstabilen Klimas würde unweigerlich zu massiven Ernteverlusten führen und eine Ernährung der Weltbevölkerung wäre nicht mehr möglich. Die Folgen wären neben Hungerkatastrophen vermutlich auch gesellschaftliche Krisen und Kriege.

Auch wenn Umfang und die zeitliche Entwicklung der Erwärmung des Weltklimas sowie eine endgültige Quantifizierung der Folgen zum heutigen Zeitpunkt nicht möglich ist, besteht mittlerweile in vielen Staaten ein parteiübergreifender Konsens darüber, das bereits die absehbaren Risiken der globalen Erwärmung zu hoch sind, um eine „endgültige Klärung" aller Details abzuwarten. Auch wenn dieser Konsens derzeit noch weitgehend wirtschaftlichen Interessen untergeordnet wird, wird der gesellschaftliche Druck langfristig eine Umorientierung der Energiewirtschaft nach sich ziehen.

1.2.4 Die Entwicklung der internationalen Strommärkte

Wie die Energiekrise im amerikanischen Kalifornien zeigte, besteht bei großen Elektrizitäts-Versorgungsunternehmen eine immer geringere Bereitschaft, die hohen Investitions-Risiken für den Bau großer, effizienter Kraftwerksanlagen zu tragen. So erfolgte in den USA in den neunziger Jahren nur noch ein geringer Ausbau der bestehenden Kraftwerks-Kapazitäten. Ältere Kraftwerksanlagen wurden trotz geringer Wirkungsgrade weit über die ursprünglich veranschlagte Betriebszeit hinaus betrieben. Der Bau von neuen, effizienten Grundlast-Kraftwerken wurde weitgehend vernachlässigt. Dies lag vor allem daran, dass Abschreibungszeiten von mehreren Jahrzehnten im liberalisierten Strommarkt für die meisten Unternehmen nicht mehr tragbar sind. In der Folge entstanden gegen Ende der neunziger Jahre Versorgungsengpässe, die schließlich, vor allem im Sonnenstaat Kalifornien, in einer Energiekrise gipfelten. Diese Entwicklung förderte die Entstehung vieler kleinerer, so genannter Independent Power Producers (IPPs), die in kurzer Zeit vor allem mittlere und kleinere Gasturbinenanlagen errichteten, um schnell und flexibel auf dem Spotmarkt und den Strombörsen „Peak-Power" anbieten zu können. Versorgungsengpässe und Kraftwerksausfälle führten zu Spitzenpreisen von mehreren Dollar pro Kilowattstunde.

Großkraftwerke entstehen deshalb derzeit nur noch in weiterhin regulierten Energiemärkten, beispielsweise den fernöstlichen Schwellenländern, wie China und den „Tigerstaaten" Malaysia, Singapur, Südkorea und Indonesien. Die neuen Großkraftwerke versorgen die Metropolen dieser Staaten, die aufgrund des rasch wachsenden, enormen Energiebedarfes nur mit großen, zentralen Kraftwerkstruktur versorgt werden können. Die zentralistischen politischen Strukturen erleichtern diesen Ländern auch wesentlichen den Aufbau großer, zentraler Kraftwerkseinheiten. Allerdings ist auch in diesen Staaten damit zu rechnen, dass sich in Folge des Wirtschaftswachstums auch außerhalb der Metropolen ein hoher Strombedarf einstellt. Aufgrund der enormen Entfernungen beispielsweise in China und Indien wäre der schnelle Aufbau eines großen, leistungsstarken Verbundnetzes wahrscheinlich zunächst mit außergewöhnlich hohen Kosten verbunden. Daher ist damit zu rechnen, dass dieser Aufbau dem schnell wachsenden Bedarf nicht gerecht werden kann. Eine Lösung liegt für viele abgelegenere Gegenden im Aufbau dezentraler Versorgungs-Strukturen, beispielsweise mit kleinen, flexiblen Kraftwerkseinheiten.

Ein dritter Grund für den zu erwartenden Aufbau dezentraler Versorgungsstrukturen kommt, wie bereits oben beschrieben, vor allem in den industrialisierten Staaten Mitteleuropas zur Geltung. Haupthindernis für den Bau neuer, großer Anlagen ist beispielsweise in der Bundesrepublik Deutschland die geringe Akzeptanz für große Kraftwerk-Standorte in der Bevölkerung. Bürgerinitiativen werden nicht nur den Bau neuer Kraftwerke in den nächsten Jahren weitgehend verhindern, sondern auch den Umbau und die Modernisierung bestehender Großkraftwerke in Frage stellen. Die Proteste gegen den Braunkohle-Tagebau „Garzweiler III“ [I-11] hatten gezeigt, dass die Akzeptanz neuer Großprojekte selbst dann äußerst gering ist, wenn massive, wirtschaftliche Interessen und Arbeitsplätze in der betroffenen Region zur Disposition stehen. Langwierige, aufwändige Genehmigungsverfahren mit der Notwendigkeit einer Bürgerbeteiligung, erhöhen wesentlich die Planungskosten und das Investitionsrisiko für potentielle Betreiber. All diese Gründe

- die mangelnde Investitionsbereitschaft auf Grund langer Abschreibungszeiten,
- der erforderliche Zubau dezentraler Versorgungsstrukturen in den Schwellenländern

und

- die mangelnde Akzeptanz für neue Großanlagen in den Industriestaaten

werden dazu führen, dass in den kommenden Jahrzehnten bestehende Kraftwerksstrukturen mit dezentralen Energiesystemen ergänzt werden müssen.

1.3 Probleme beim dezentralen Einsatz konventioneller Technologien

1.3.1 Technologien für dezentrale Stromerzeugung

Dezentrale Energiesysteme sind in vielerlei Hinsicht großen, zentralen Versorgungsanlagen unterlegen. Die wesentlichen Nachteile dezentraler Energiesysteme sind eine wesentlich geringere thermodynamische Effizienz, höhere spezifische Investitions- und Wartungskosten sowie spezifisch höhere Schadstoffemissionen.

Diese Nachteile resultieren im Wesentlichen aus der Tatsache, dass Herstellung und Betrieb von Kleinanlagen unverhältnismäßig teuer sind. Der technische Aufwand, der beispielsweise bei großen Dampfkraftwerken betrieben wird, um auch minimale Verbesserungen des elektrischen Wirkungsgrades zu erzielen, ist für Kleinanlagen nicht zu rechtfertigen. Diese Nachteile können nur durch die gezielte Nutzung der Vorteile kleiner dezentraler Systeme und durch die konsequente Verbesserung der Brennstoffausnutzung, beispielsweise durch die Kraft-Wärme-Kopplung oder durch den Einsatz von Brennstoffzellen, kompensiert werden.

Ein wesentliches Hemmnis für die breite Einführung von dezentralen Anlagen zur Stromerzeugung sind allerdings die verfügbaren Arbeitsmaschinen.

Wie in Abb. 1.5 dargestellt, ist ein wesentliches Problem nahezu aller Arbeitsmaschinen, dass sich der elektrische Wirkungsgrad mit abnehmender Anlagengröße reduziert. Dadurch ist die Stromerzeugung in kleinen Anlagen wirtschaftlich deutlich gegenüber der Erzeugung in Großanlagen benachteiligt. Besonders problematisch ist die Tatsache, dass nahezu alle Konzepte, die im kleinen Leistungsbereich noch akzeptable Wirkungsgrade aufweisen, wie der Gasmotor, Microturbinen oder Brennstoffzellen, prinzipiell mit gasförmigen oder flüssigen Brennstoffen betrieben werden müssen.

Die Brennstoffkosten sind allerdings beim Einsatz von Erdgas oder Heizöl vergleichsweise hoch. Besonders nachteilig auf die Brennstoffkosten wirkt sich naturgemäß auch der Brennstoff-Verbrauch und damit der Wirkungsgrad der Anlagen aus. Wie in Abschnitt 4.3.1 gezeigt wird, kann eine ausschließliche Stromerzeugung mit Erdgas bei heutigen Randbedingungen in Deutschland nicht wirtschaftlich werden. Auch die Kraft-Wärme-Kopplung mit Erdgas oder Heizöl als Brennstoff kann nur bei besonders günstigen Randbedingungen realisiert werden. Aus diesem Dilemma leitet sich ein Bedarf für Vergasungsverfahren ab, die geeignet sind, kostengünstige Festbrennstoffe, wie Biomasse oder Reststoffe, in brennbare Gase umzuwandeln und dadurch kostspieligere „Edelbrennstoffe“ wie Erdgas oder Heizöl zu substituieren.

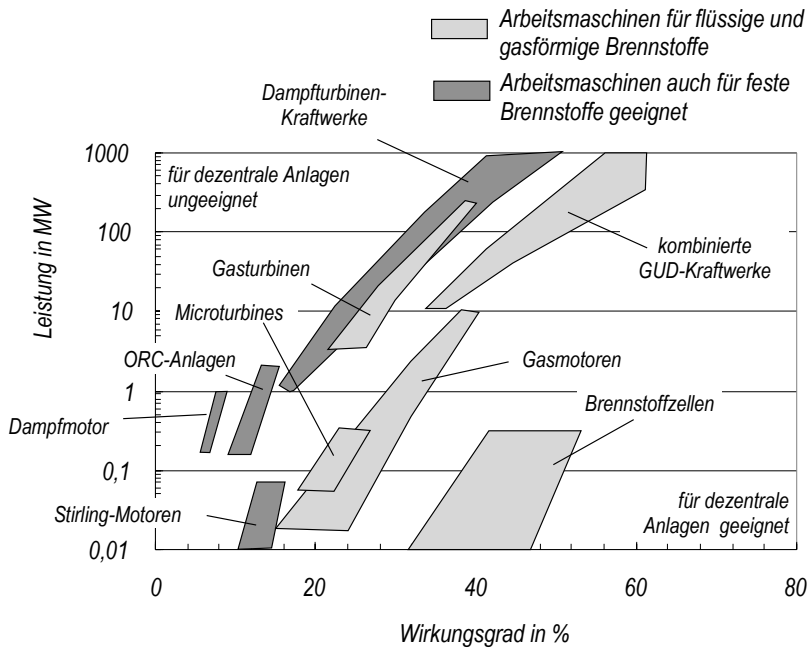

Abb. 1.5: Leistungsbereiche und Wirkungsgrade von Arbeitsmaschinen für die Stromerzeugung

1.3.2 Einfluss der Anlagengröße auf die Wirtschaftlichkeit

Ein wesentlicher Nachteil dezentraler Technologien ist stets, dass mit abnehmender Größe die spezifischen Kosten einer Anlage unverhältnismäßig ansteigen. Wie in Abb. 1.6 dargestellt, steigen beispielsweise die spezifischen Investitionskosten von Dampf-Kraftwerken bei einer elektrischen Leistung von 1 bis 10 Megawatt auf das Fünf- bis Achtfache der Kosten von Großanlagen mit einer Leistung von 1000 Megawatt.

Ähnlich verhält es sich mit Gasmotoren, Gasturbinen und Wärmeversorgungs-Anlagen. Hinzu kommt, dass im unteren Leistungsbereich nahezu ausschließlich Arbeitsmaschinen für gasförmige Brennstoffe zur Verfügung stehen (Abb. 1.5). Für Anlagen im Leistungsbereich unter 1 MW_{el} stehen nur unverhältnismäßig teure Arbeitsmaschinen wie ORC-Anlagen, Dampfmotoren und Stirlingmotoren für die Nutzung von Rauchgasen aus Verbrennungsanlagen zur Auswahl.

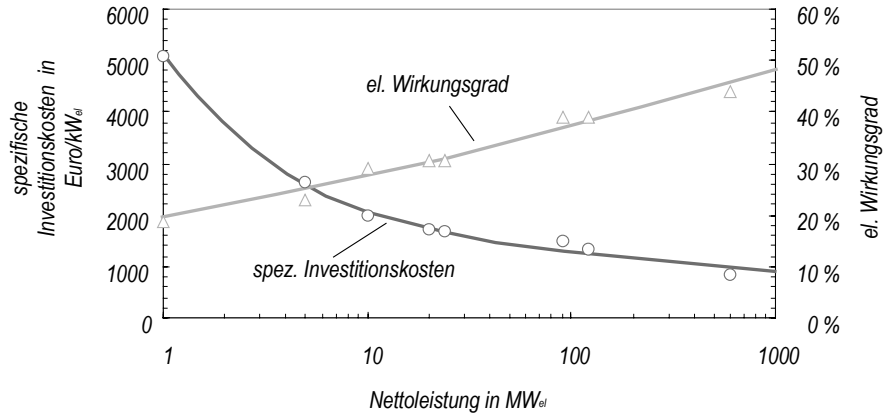

Abb. 1.6: Spezifische Investitionskosten von Dampfkraftwerken [I-1]

Gasmotoren, Gasturbinen und Brennstoffzellen können in Verbindung mit Festbrennstoffen nur mit vorheriger Vergasung und aufwändiger Gasreinigung eingesetzt werden. Vergasung und Gasreinigung sind in der Regel sehr teuer und werden bis auf wenige Demonstrationsanlagen bisher nur in großen Kraftwerkseinheiten realisiert. Eine Reduktion der spezifischen Investitionskosten kann für Kleinanlagen nur durch die Erhöhung der Stückzahlen, also durch Serienfertigung, erreicht werden.

1.3.3 Einfluss der Anlagengröße auf die thermodynamische Effizienz

Ein weiteres Problem dezentraler Systeme ist die Abnahme des Systemwirkungsgrades mit abnehmender Anlagengröße. So erreichen beispielsweise kleine Dampfkraftwerke mit einer elektrischen Leistung von 1 MW in der Regel nur elektrische Anlagenwirkungsgrade von unter 15%.

Dies liegt zum einen daran, dass wirkungsgradsteigernde Maßnahmen, wie die regenerative Speisewasservorwärmung und die Zwischenüberhitzung, in diesem Leistungsbereich nicht wirtschaftlich realisiert werden können, und zum anderen der Wirkungsgrad von Einzelkomponenten mit der Größe wesentlich abnimmt. Ein Beispiel hierfür sind die Spaltverluste der Dampfturbine, die naturgemäß selbst bei gleich bleibender Spaltbreite mit abnehmender Schaufellänge zunehmen. Bezogen auf den gesamten Dampfstrom durch die Turbine nimmt der Leckdampfstrom durch Spaltdichtungen unverhältnismäßig zu. Dies ist der Hauptgrund, dass sich der innere Wirkungsgrad von Dampfturbinen mit abnehmender Leistung reduziert.

Auch bei Gasmotoren und Gasturbinen reduziert sich der Wirkungsgrad mit abnehmender Leistung. Ausschlaggebend sind hier zusätzlich die Material- und Fertigungskosten. Bei Großanlagen können hochwertigere Materialien und aufwendigere Fertigungsverfahren eingesetzt werden. Einsparungen ergeben sich dagegen bei kleineren Anlagen durch die Standardisierung und Serienfertigung im Wesentlichen bei den Planungs- und Fertigungskosten. Materialkosten reduzieren sich bei der Fertigung von Kleinserien nur unwesentlich, so dass für Kleinanlagen keine besonders hochwertigen Materialien eingesetzt werden können. Dadurch reduzieren sich die zulässigen Betriebsparameter, vor allem Betriebsdrücke und Temperaturen, was bei der Wärmeerzeugung zu erhöhten Abgasverlusten und bei der Stromerzeugung zu reduzierten Wirkungsgraden führt.

1.3.4 Einfluss der Anlagengröße auf die Flexibilität

Auch in Bezug auf die Anlagenflexibilität wirken sich erhöhte, spezifische Investitionskosten bei Kleinanlagen in der Regel negativ auf die geforderten Systemeigenschaften aus. Maßnahmen für die Realisierung variabler Stromkennzahlen bei der Kraft-Wärme-Kopplung (siehe Abschnitt 3.3.1 und Abschnitt 4.2.6) sind meist mit hohen Zusatzinvestitionen verbunden. Im Gegensatz zu einer großen Einzelanlage nimmt jedoch die Flexibilität eines Anlagenverbundes aus vielen Kleinanlagen wesentlich zu. So kann der Ausfall einzelner Anlagen im Verbund vieler Kleinanlagen leichter ausgeglichen werden als in einem Verbund von wenigen Großanlagen.

Sollen sehr unterschiedliche Brennstoffe eingesetzt werden, wie das beispielsweise bei der Nutzung von Biomasse der Fall ist, ist die Nutzung kleinerer Anlagen oft vorteilhafter. Brennstoffe unterschiedlicher Art und Herkunft weisen häufig unterschiedliche Verbrennungseigenschaften auf. Änderungen der Stückigkeit oder der Feuchte eines Brennstoffes führen beispielsweise in großen Rostfeuerungen zu einem hohen regelungstechnischen Aufwand, um einen gleich bleibend guten Ausbrand und geringe CO-Emissionen zu gewährlei-

sten. Aus diesem Grund ermöglicht der Einsatz vieler kleiner, spezialisierter Verbrennungsanlagen die Nutzung eines breiteren Brennstoffbandes und erleichtert auch die wirtschaftliche, dezentrale Nutzung sehr kleiner Brennstofffraktionen.

1.3.5 Einfluss der Anlagengröße auf die Ökologie

Ein wesentlicher Nachteil von Kleinanlagen ist stets die höhere Umweltbelastung durch Emissionen. Da beispielsweise kleine Hausfeuerungen prinzipiell höheren Emissionsgrenzwerten unterliegen als große, genehmigungspflichtige Anlagen, könnten durch den Betrieb weniger Großanlagen die Emissionen bei der Wärmeerzeugung wesentlich reduziert werden.

Die strengeren Grenzwerte für Großanlagen sind dadurch begründet, dass sich bei großen Anlagen der auf die Leistung bezogene, wirtschaftliche Aufwand für Primär- oder Sekundärmaßnahmen zur Emissionsminderung reduziert. Zusätzlich verbessern sich auch die technischen Möglichkeiten der Verbrennungsführung und der Emissionsüberwachung.

Dagegen erhöht sich bei Großanlagen die Umweltbelastung durch die erforderlichen Transportkapazitäten. Der logistische Aufwand für die Versorgung eines großen Kraftwerksstandorts ist auch bei Brennstoffen mit hoher Energiedichte, wie Kohle oder Öl, erheblich und führt zu zusätzlichen Belastungen der Umwelt durch den Ausbau von Transportwegen und die Transporte an sich.

Auch bezüglich der zu erwartenden CO_2-Emissionen ist, wegen des erhöhten Wirkungsgrades und der damit geringeren spezifischen CO_2-Emissionen, der Betrieb von Großanlagen vorzuziehen. Die CO_2-Bilanz verbessert sich allerdings beim Einsatz von Kleinanlagen immer dann, wenn aufgrund der geringen Anlagengröße auch regenerative Energien, wie Biomasse oder Reststoffe, eingesetzt werden können.

2 Thermodynamische Grundlagen der Energiewandlung

2.1 Wirkungsgrade bei der Energiewandlung

Die Bereitstellung von Wärme oder elektrischer Energie erfolgt in der Regel durch die Verbrennung kohlenstoffhaltiger Brennstoffe. Um die Effizienz von Energiesystemen zu beschreiben, werden gemeinhin Wirkungsgerade definiert. So werden beispielsweise elektrische Wirkungsgrade definiert, um die Qualität der Umwandlung eines Festbrennstoffes in elektrische Energie zu bewerten.

Ein Wirkungsgrad beschreibt stets das Verhältnis zwischen einem Nutzen, also zum Beispiel der erzeugten elektrischen Energie oder Nutzwärme, und dem Aufwand, in der Regel die im Brennstoff enthaltene, chemisch gebundene Energie. Diese Umwandlung der chemisch gebundenen Energie eines Brennstoffes in Strom oder Wärme erfolgt aber nicht in einem einzigen, sondern in mehreren Prozessschritten. Aus einem Brennstoff muss zunächst im ersten Prozessschritt durch Verbrennung heißes Rauchgas erzeugt werden, das in einem zweiten Prozessschritt seine fühlbare Wärme an einen Wärmeübertrager (Nutzwärme-Erzeugung, Abb. 2.1) oder an einen Kreisprozess (Stromerzeugung, Abb. 2.2) abgibt.

Bei der Kraft-Wärme-Kopplung (Abb. 2.3) wird in einem 3. Prozessschritt aus der Abwärme der Stromerzeugung Nutzwärme gewonnen. Dadurch kann die Ausnutzung des Energieinhalts eines Brennstoffes bei der Stromerzeugung noch erhöht werden. Wie in Abschnitt 3.3 beschrieben, ist die Brennstoffausnutzung bei der Kraft-Wärme-Kopplung stets kleiner als bei der ausschließlichen Nutzwärmeerzeugung. Dadurch dass sich bei der Kraft-Wärme-Kopplung in der Regel auch der Wirkungsgrad der Stromerzeugung reduziert, muss im Einzelfall diskutiert werden, ob die Brennstoffausnutzung bei der Kraft-Wärme-Kopplung gegenüber einer getrennten Erzeugung von Strom und Wärme Vorteile bietet.

Grundlage für die Bestimmung eines Wirkungsgrades ist eine Bilanzierung der einem System zu- und abgeführten Energieströme. Sowohl die Effizienz der Verbrennung, also der Umwandlung des Festbrennstoffes in heißes Rauchgas, als auch die Übertragung der im Rauchgas enthalten Wärme an den Kreisprozess, können mit eigenen Wirkungsgraden beschrieben werden. Im einfachsten Fall errechnet sich der Gesamtwirkungsgrad einer Prozesskette aus dem Produkt der Wirkungsgrade der einzelnen Teilschritte.

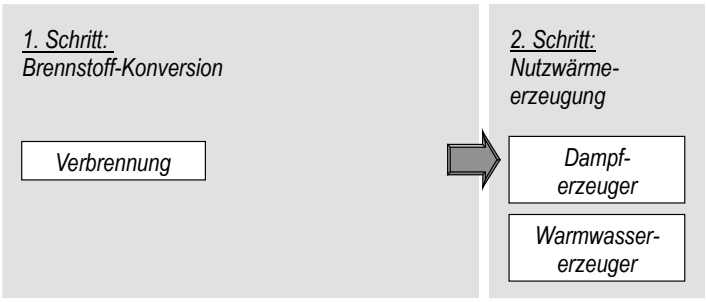

Abb. 2.1: Prozessschritte bei der Nutzwärmeerzeugung

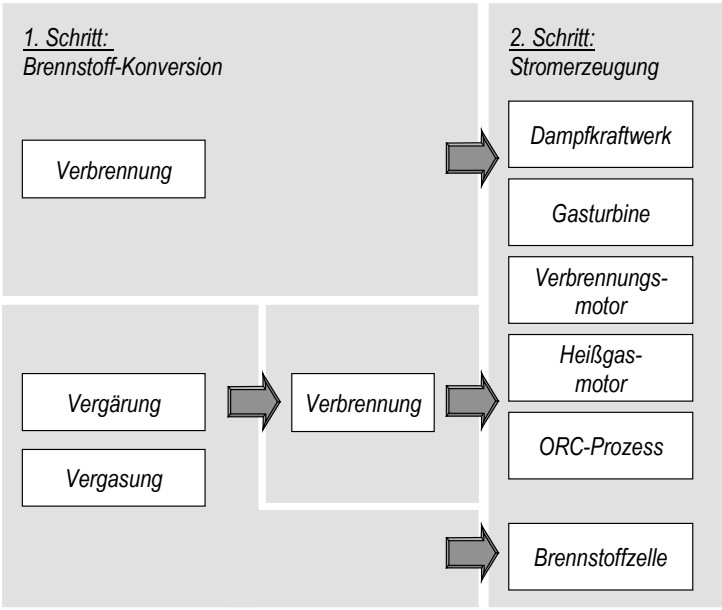

Abb. 2.2: Prozessschritte bei der Stromerzeugung

Deutlich komplexer wird die Situation allerdings, wenn sich die einzelnen Prozessschritte gegenseitig beeinflussen. So ist es beispielsweise denkbar, dass ein geringer Verteilungswirkungsgrad eines Heiznetzes, zum Beispiel aufgrund einer reduzierten Isolierung des Rücklaufes, dadurch kompensiert wird, dass sich der Wirkungsgrad der Feuerung des Heizwerkes deutlich verbessert. Geringere Rücklauftemperaturen führen bei Heizkesseln mit Rauchgaskondensation zu erhöhten Kesselwirkungsgraden, weil die im Rauchgas enthaltene Wärme besser genutzt werden kann.

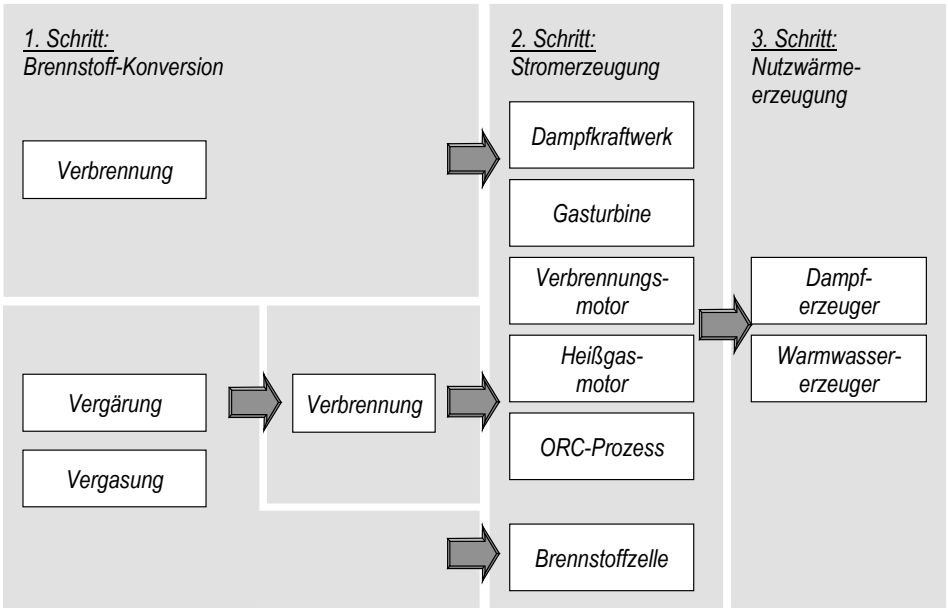

Abb. 2.3: Prozessschritte bei der Kraft-Wärme-Kopplung

2.1.1 Die Energiebilanz

Die Energiebilanz ist die Grundlage für die Definition eines energetischen Wirkungsgrades. Gemäß dem 1. Hauptsatz der Thermodynamik gilt die Energieerhaltung, das heißt, dass die Summe der einem System zugeführten Energien gleich der Summe der abgeführten Energieströme ist.

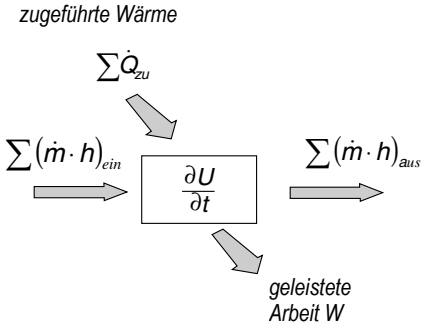

Abb. 2.4: Energiebilanz eines durchströmten Systems

Energieströme können einem System als thermisch oder chemisch gebundene Energie mit einem Massenstrom zugeführt werden. In diesem Fall beschreibt die Enthalpie *h* des zugeführten Stoffstromes entweder die fühlbare Wärme oder die chemisch gebundene Energie, den Heizwert eines Brennstoffes. Für technische Anlagen werden meist stationäre, durchströmte Systeme genutzt.

Energiebilanz (1. Hauptsatz) für stationäre, durchströmte Systeme

Für stationär durchströmte Systeme ist die Änderung der Energie in einem System $\partial U/\partial t = 0$.

Werden potentielle und kinetische Energien vernachlässigt, gilt daher der 1. Hauptsatz der Thermodynamik für stationär durchströmte Systeme

$$\boxed{\sum \dot{Q}_{zu} + \sum \dot{W} = \sum (\dot{m} \cdot h)}$$

mit

$\dot{m}$	*zu- und abgeführte Massenströme in [kg/s]*
h	*Enthalpie der zu- und abgeführten Massenströme in [kJ/kg]*
$\dot{Q}$	*zu- und abgeführte Wärmeströme in [kW]*
$\dot{W}$	*zu- und abgeführte (mechanische oder elektrische) Leistung in [kW]*

2.1.1.1 Der elektrische und thermische Wirkungsgrad

Soll mit einem System Arbeit oder elektrischer Strom erzeugt werden, wird ein thermischer oder ein elektrischer Wirkungsgrad definiert. Der elektrische Wirkungsgrad definiert sich aus dem Verhältnis der gewonnenen elektrischen Leistung zur eingesetzten Feuerungswärmeleistung $\dot{Q}_{FWL}$.

Definition des thermischen und elektrischen Wirkungsgrades

Für die Umwandlung von Wärme Q_{zu} *in Arbeit W definiert sich der thermische Wirkungsgrad zu*

$$\boxed{\eta_{th} = \frac{W}{Q_{zu}} = \frac{\dot{W}}{\dot{Q}_{zu}}}$$

Die Effizienz der Umwandlung von Wärme in elektrische Energie wird durch den elektrischen Wirkungsgrad

$$\eta_{el} = \frac{P_{el}}{\dot{Q}_{FWL}} = \frac{P_{el}}{\dot{m}_B \cdot H_u} \qquad \text{Gl. (II-1)}$$

beschrieben, mit

$\dot{Q}_{zu}$	*zu- und abgeführte Wärmeströme in [kW]*
$\dot{W}$	*zu- und abgeführte (mechanische oder elektrische) Leistung in [kW]*
$\dot{Q}_{FWL}$	*mit einem Brennstoff zugeführte Feuerungswärmeleistung in [kW]*
P_{el}	*zu- und abgeführte elektrische Leistung in [kW]*
$\dot{m}_B$	*zugeführter Brennstoffmassenstrom in [kg/s]*
H_u	*unterer Heizwert des zugeführten Brennstoffes in [kJ/kg]*

2.1.1.2 Der Brennstoffausnutzungsgrad

Der Brennstoffausnutzungsgrad bei der Erzeugung von Nutzwärme

Ein Problem ergibt sich daraus, dass bei einer einfachen Definition des Wirkungsgrades als Verhältnis zwischen Aufwand und Nutzen die daraus resultierenden Wirkungsgrade nicht immer wirklich miteinander verglichen werden können. So ist es beispielsweise unsachgemäß, die für die Wärmeerzeugung maßgeblichen Wirkungsgrade mit den Wirkungsgraden der Stromerzeugung zu vergleichen. Arbeit oder elektrische Energie ist prinzipiell die höherwertige Energieform, da sie mit hohem technischen Aufwand erzeugt werden muss. Zudem ist die Erzeugung von elektrischer Energie immer mit höheren Verlusten behaftet als die Erzeugung von Nutzwärme. Besonders bei der Umwandlung von Wärme in Arbeit über Kreisprozesse ist die Effizienz dieser Energiewandlung immer physikalisch limitiert (siehe Abschnitt 2.1.2). Für die Bewertung eines Wirkungsgrades für die Energiewandlung ist also zu unterscheiden, in welcher Form die Nutzenergie erzeugt wird. Um diese Unterscheidung zu gewährleisten, wurde der Begriff *Brennstoffausnutzungsgrad* η_B eingeführt. Während der thermische Wirkungsgrad nur die erzeugte Arbeit bewertet, setzt der Brennstoffausnutzungsgrad die gesamte erzeugte Nutzenergie zur eingesetzten Energie ins Verhältnis. Der Brennstoffausnutzungsgrad ist damit auch der maßgebliche Wirkungsgrad für die thermodynamische Bewertung der Nutzwärmeerzeugung:

Brennstoffausnutzungsgrad bei der Nutzwärmeerzeugung

Der Brennstoffausnutzungsgrad

$$\eta_B = \frac{\dot{Q}_N}{\dot{Q}_{FWL}} = \frac{\dot{Q}_N}{\dot{m}_B \cdot H_u} \qquad \text{Gl. (II-2)}$$

beschreibt die Effizienz der Nutzwärmeerzeugung aus einem Brennstoff

mit

$\dot{Q}_N$	*erzeugte Nutzwärmeleistung in [kW]*
$\dot{Q}_{FWL}$	*mit einem Brennstoff zugeführte Feuerungswärmeleistung in [kW]*
$\dot{m}_B$	*zugeführter Brennstoffmassenstrom in [kg/s]*
H_u	*unterer Heizwert des zugeführten Brennstoffes in [kJ/kg]*

Der Brennstoffausnutzungsgrad bei der Kraft-Wärme-Kopplung

Der Brennstoffausnutzungsgrad wird üblicherweise auch immer dann verwendet, wenn Brennstoffenergie nicht ausschließlich in Arbeit oder elektrischen Strom umgewandelt wird, also beispielsweise auch bei der Kraft-Wärme-Kopplung. Um den unmittelbaren, unzulässigen Vergleich der Wirkungsgrade der Strom- und Wärmeerzeugung zu umgehen, bezeichnet man auch bei der Kraft-Wärme-Kopplung (Abschnitt 3.3) den Wirkungsgrad für die Erzeugung von Nutzwärme als *Brennstoffausnutzungsgrad*:

Brennstoffnutzungsgrad bei der Kraft-Wärme-Kopplung

Der Brennstoffausnutzungsgrad beschreibt bei der Kraft-Wärme-Kopplung das Verhältnis der elektrischen und thermischen Nutzenergie zur Feuerungswärmeleistung

$$\eta_B = \frac{P_{el} + \dot{Q}_N}{\dot{Q}_{FWL}} = \frac{P_{el} + \dot{Q}_N}{\dot{m}_B \cdot H_u} \qquad \textit{Gl. (II-3)}$$

mit

$\dot{Q}_N$	*erzeugte Nutzwärmeleistung in [kW]*
P_{el}	*zu- und abgeführte elektrische Leistung in [kW]*
$\dot{Q}_{FWL}$	*mit einem Brennstoff zugeführte Feuerungswärmeleistung in [kW]*
$\dot{m}_B$	*zugeführter Brennstoffmassenstrom in [kg/s]*
H_u	*unterer Heizwert des zugeführten Brennstoffes in [kJ/kg]*

Dabei ist der erzeugte Strom immer als die höherwertige Energie zu betrachten. Um bei der Bewertung eines Konversionsprozesses dieser Höherwertigkeit Rechnung zu tragen, muss deshalb eine zusätzliche Kennzahl eingeführt werden, die das Verhältnis der erzeugten elektrischen Energie zur erzeugten Nutzwärme beschreibt. Die dafür übliche *Stromkennzahl* und der *Stromanteil* werden in Abschnitt 3.3 beschrieben.

Spezifischer Brennstoffverbrauch

Weniger verbreitet ist der Begriff des spezifischen Brennstoffverbrauchs. Dabei handelt es sich um den Kehrwert des Brennstoffausnutzungsgrades, der sich besonders dann anbietet, wenn beispielsweise CO_2-Reduktionspotentiale oder sonstige spezifische Emissionen dargestellt werden sollen.

Der spezifische Brennstoffverbrauch

Der spezifische Brennstoffbedarf w_B errechnet sich aus dem Kehrwert des Brennstoffnutzungsgrades

$$w_B = \frac{\dot{m}_B \cdot H_u}{P_{el} + \dot{Q}_N} = \frac{1}{\eta_B} \qquad \text{Gl. (II-4)}$$

mit

$\dot{Q}_N$	*erzeugte Nutzwärmeleistung in [kW]*
P_{el}	*zu- und abgeführte elektrische Leistung in [kW]*
$\dot{m}_B$	*zugeführter Brennstoffmassenstrom in [kg/s]*
H_u	*unterer Heizwert des zugeführten Brennstoffes in [kJ/kg]*

2.1.2 Der ideale Kreisprozess

Die Umwandlung von Wärme in mechanische Arbeit erfolgt in Kreisprozessen. Dabei wird einer Arbeitsmaschine stets Wärme auf hohem Temperaturniveau zugeführt und bei niedriger Temperatur abgeführt. Die bei diesem Prozess gewonnene Energie kann als mechanische Energie, also als „technische Arbeit“, abgeführt und genutzt werden.

In der Regel wird die hohe Temperatur im System 1 durch eine Verbrennung erzeugt. Dies ist zum Beispiel in Otto- oder Dieselmotoren, Gasturbinen und Dampfkraftwerken der Fall. Es kann allerdings auch die Abwärme eines chemischen Prozesses oder solare Wärme als Wärmequelle genutzt werden. Die Wärme wird dann an ein *Arbeitsfluid* übertragen, das in einer geeigneten Maschine Arbeit verrichtet.

Bei Kreisprozessen wird immer Wärme aus einem System auf hohem Temperaturniveau (System 1) entnommen und an ein System mit niedrigem Temperaturniveau (System 2) abgeführt (Abb. 2.5). In der Regel wird diese Energie an die Umgebung abgeführt. Die Wärmeabfuhr auf niedrigem Temperaturniveau ist in Kreisprozessen unabdingbar, da das Arbeitsfluid wieder in den Ausgangszustand zurückgeführt werden muss. Dies bedeutet, dass auch die Entropie des Arbeitsfluids im Kreisprozess durch die Wärmeabfuhr reduziert werden muss.

Die *„maximale Arbeit“*, die bei der Umwandlung von Wärme in mechanische Energie durch Kreisprozesse verrichtet werden kann, wird also immer dadurch limitiert, dass ein Teil der bei hoher Temperatur zugeführten Wärme bei niedriger Temperatur wieder abgeführt werden muss:

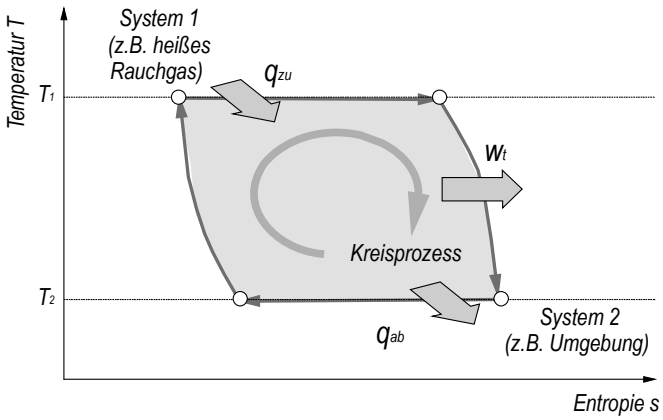

Abb. 2.5: Kreisprozess im T,s-Diagramm

Der Carnot-Wirkungsgrad und Carnot-Faktor

Nach dem 1. Hauptsatz der Thermodynamik berechnet sich die erzielte „technische Arbeit“ eines Kreisprozesses aus der auf hohem Temperaturniveau zugeführt Wärme q_{zu} *und der auf niedrigem Temperaturniveau abgeführten Wärme* q_{ab}

$$\boxed{w_t = q_{zu} - q_{ab}}$$

Wird nun Wärme q_{zu} *aus dem System 1 (hohes Temperaturniveau, Abb. 2.5) auf das System 2 (niedriges Temperaturniveau) übertragen, ändern sich die Entropien der Systeme entsprechend der Definition der Entropie*

$$\Delta s_1 = \frac{q_1}{T_1} \qquad \Delta s_2 = \frac{q_2}{T_2}$$

Die Entropie des Gesamtsystems ändert sich deshalb um

$$\Delta s_{Gesamtsystem} = \Delta s_1 - \Delta s_2$$

Nach dem 2. Hauptsatz der Thermodynamik gilt immer $\Delta s_{Gesamtsystem} \geq 0$ *und für die abgeführte Wärme*

$$q_{ab} \geq \frac{q_{zu} \cdot T_2}{T_1}$$

Für einen idealen Kreisprozess, beispielsweise dem Carnot-Prozess und dem Stirling-Prozess, gilt also

$$w_{t,ideal} = q_{zu} \cdot \left(1 - \frac{T_2}{T_1} \right)$$

oder

$$\boxed{\eta_{ideal} = \eta_{CR} = \frac{w_{t,ideal}}{q_{zu}} = 1 - \frac{T_2}{T_1} = 1 - \frac{T_{ab}}{T_{zu}}} \qquad \text{Gl. (II-5)}$$

Für sonstige Kreisprozesse heißt der maximal erreichbare Wirkungsgrad η_{CR} Carnot-Faktor und errechnet sich aus den mittleren Temperaturniveaus der Wärmezu- und Abfuhr:

$$\boxed{\eta_{CR} = \frac{w_{t,ideal}}{q_{zu}} = 1 - \frac{\overline{T}_{ab}}{\overline{T}_{zu}}} \qquad \text{Gl. (II-6)}$$

mit

η_{CR}	*Carnot-Wirkungsgrad bzw. Carnot-Faktor*
Δs_1	*Entropieänderung im System 1 (oberes Temperaturniveau) in [kJ/kgK]*
Δs_2	*Entropieänderung im System 2 (unteres Temperaturniveau) in [kJ/kgK]*
T_1, $\overline{T}_{zu}$	*oberes Temperaturniveau in [K]*
T_2, $\overline{T}_{ab}$	*unteres Temperaturniveau in [K]*
q_{zu}	*zugeführte Wärme in [kW]*
q_{ab}	*abgeführte Wärme in [kW]*
w_t	*geleistete technische Arbeit in [kW]*

Dieser ideale Wirkungsgrad eines beliebigen Kreisprozesses heißt *Carnot-Faktor* und gibt das Optimum für die Umwandlung von Wärme in Arbeit an. Die Umwandlung von Wärme in Strom unterliegt immer dem Carnot-Wirkungsgrad und ist immer mit Abwärmeverlusten verbunden. Da bei allen thermischen Prozessen das obere Temperaturniveau für die Wärmezufuhr oder das untere Temperaturniveau für die Wärmeabfuhr beispielsweise durch die zur Verfügung stehen Materialien bzw. durch die Umgebungsbedingungen limitiert sind, betragen die Abwärmeverluste meist deutlich mehr als 50 Prozent der zugeführten Wärme.

Diese Verluste sind durch die Änderung des Umgebungszustandes physikalisch vorgegeben und beschreiben die minimalen Verluste eines idealen Kreisprozesses, den *Carnot-Prozess*. Neben diesen physikalisch unvermeidbaren Verlusten treten bei Kreisprozessen auch Verluste im Prozess selbst auf. Reibungsverluste, Wärmeverluste und Exergieverluste bei der Wärmeübertragung sind die wichtigsten Quellen für irreversible Verluste im Kreisprozess. Entscheidend für den theoretisch maximal erreichbaren Wirkungsgrad eines Kreisprozesses ist das mittlere Temperaturniveau der Wärmezufuhr. Bei Dampfkraftprozessen ist dieses Temperaturniveau im Wesentlichen durch das Temperaturniveau bei der Verdampfung, also den Druck im Dampferzeuger, und von der erreichbaren Überhitzung des Frischdampfes festgelegt (Abschnitt 3.2.1).

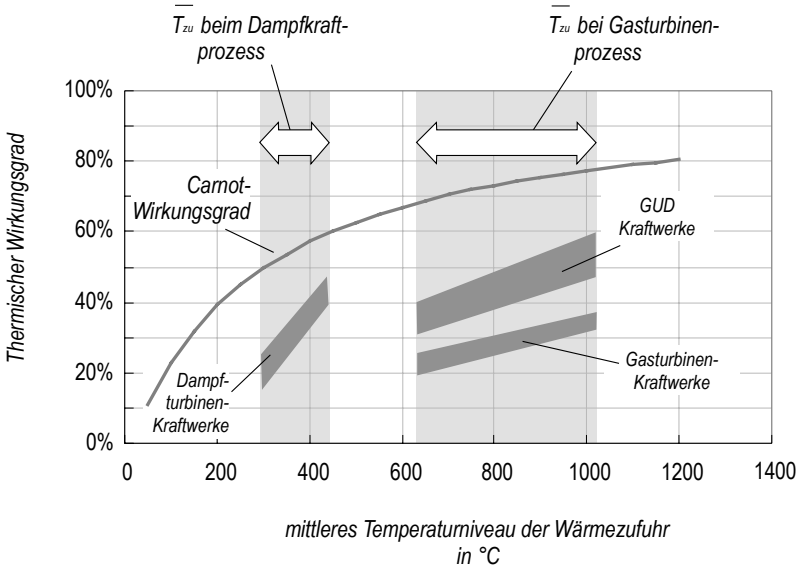

Abb. 2.6: Der thermische Wirkungsgrad des Carnot-Prozesses (Umgebungstemperatur 15°C) und das mittlere Temperaturniveau der Wärmezufuhr bei Kraftwerksprozessen

Bei einem mittleren Temperaturniveau bei der Wärmezufuhr im Verdampfer von ca. 250 bis über 400 °C muss der Wirkungsgrad eines Dampfkraftwerkes also immer weniger als der dieser Temperatur entsprechende Carnot-Wirkungsgrad (ca. 45–57%) betragen.

Bei Gasturbinenprozessen liegt das mittlere Temperaturniveau der Wärmezufuhr auf das Arbeitsmedium wesentlich höher, da das bei der Verbrennung erzeugte Rauchgas direkt als Arbeitsmedium genutzt wird. Zudem ist die Verbrennungsluft beim Eintritt in die Brennkammer durch die Verdichtung schon erheblich vorgewärmt, wodurch sich das mittlere Temperaturniveau der Wärmezufuhr zusätzlich erhöht (Abschnitt 3.2.2). Wird bei kombinierten Gas- und Dampfturbinen-Prozessen (GUD-Prozess) durch einen nachgeschalteten Dampfkraftprozess zusätzlich auch das Temperaturniveau der Wärmeabfuhr reduziert, wird das hohe thermodynamische Potential der Rauchgase besonders effektiv genutzt (Abb. 2.6).

2.1.3 Die Exergiebilanz

2.1.3.1 Die „maximale Arbeit“ (Exergie)

Die *„maximale Arbeit“*, die im Kreisprozess verrichtet werden kann, ist gleichbedeutend mit der Arbeit, die durch einen Carnot-Prozess bei Wärmeabfuhr an die Umgebung ($T_0 = T_U$) verrichtet werden kann. Die Exergie ist eine Pseudo-Zustandsgröße, die die *„maximale Arbeitsfähigkeit“* eines Fluids beschreibt. Die *maximale Arbeitsfähigkeit* (*Exergie*) des Frischdampfes oder heißer Rauchgase limitiert also die bei idealen Prozessbedingungen (Carnot-Prozess) erzielbare Arbeit und damit den Carnot-Wirkungsgrad (siehe Abschnitt 2.1.2).

Die Exergie wird analog zur Enthalpie und Entropie meist als spezifische Zustandsgröße in der Einheit in kJ/kg oder kJ/kmol angegeben:

Definition der spezifischen Exergie

Die Exergie e eines Stoffstromes errechnet sich aus dessen Enthalpie und Entropie und den entsprechenden Zustandsgrößen bei Umgebungstemperatur T_u.

$$e = (h - h_u) - T_u (s - s_u) + e_0$$

mit

h	*Enthalpie des Stoffstromes in [kJ/kg]*
h_u	*Enthalpie des Stoffstromes bei Umgebungstemperatur in [kJ/kg]*
s	*Entropie des Stoffstromes in [kJ/kgK]*
s_u	*Entropie des Stoffstromes bei Umgebungstemperatur in [kJ/kgK]*
T_u	*Umgebungstemperatur in [**in K**]*
e_0	*freie oder Gibbs’sche Enthalpie des Stoffstromes (Bindungsenthalpie) in [kJ/kg]*

Die freie oder Gibbs’sche Enthalpie des Fluids im Bezugszustand e_0, also bei 0°C, beschreibt die chemische Bindungsenergie eines Stoffstromes und ermöglicht bei Zustandsänderungen mit chemischen Reaktionen die Berücksichtigung des Heizwertes eines Fluids. Analog zur Energiebilanz können mit dieser Definition komplette Kreisprozesse oder auch einzelne Teilprozesse bilanziert werden. Neben den über die Systemgrenzen übertragenen Exergieströmen, reduzieren auch die im Kreisprozess auftretenden Exergieverluste den erreichbaren Prozesswirkungsgrad. Exergieverluste treten vor allem auf

- bei der Wärmeübertragung
- durch Wärmeverluste an die Umgebung (z.B. Abgasverluste)

und

- durch Druckverluste.

Während Wärme- und Druckverluste meist nur durch Verbesserung der eingesetzten Komponenten (Turbinenwirkungsgrade, Dampferzeugerwirkungsgrade) erreicht werden können, können die Exergieverluste bei der Wärmeübertragung auch durch die thermodynamische Optimierung der Kraftwerksschaltung verringert werden.

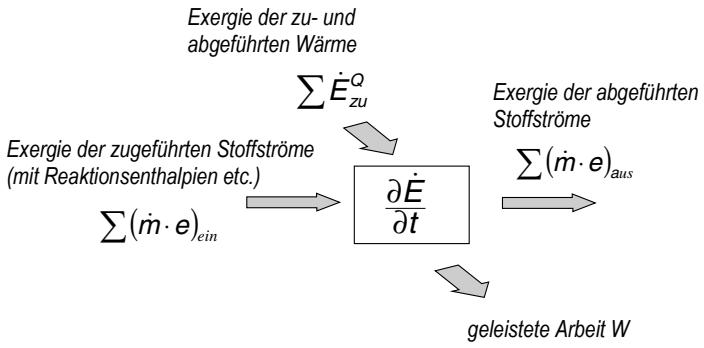

Abb. 2.7: Exergiebilanz eines durchströmten Systems

Ziel einer Exergieanalyse ist daher in der Regel die Lokalisierung von vermeidbaren Exergieverlusten. Besonders die bei der Wärmeübertragung auftretenden Exergieverluste bieten erhebliche Potentiale zur Verbesserung des Wirkungsgrades bei der Stromerzeugung. Die naheliegendste Methode ist die Bewertung einzelner Komponenten oder ganzer Prozesse anhand einer Exergiebilanz

Die Exergiebilanz

Die Exergiebilanz um eine Komponente oder um einen Prozess lautet

$$\boxed{\sum \Delta \dot{E}_{ein} - \sum \Delta \dot{E}_{aus} + \sum \Delta \dot{E}^{Q} = \sum \dot{W} + \dot{I}} \qquad \text{Gl. (II-7)}$$

mit

der Exergie der zugeführten Stoffströme: $\sum \Delta \dot{E}_{ein} = \sum (\dot{m} \cdot e)_{zu}$

der Exergie der abgeführten Stoffströme: $\sum \Delta \dot{E}_{aus} = \sum (\dot{m} \cdot e)_{ab}$

der aus der Gibbs'schen Hauptgleichung $\Delta \dot{E}^{Q} =: \Delta \dot{G}(T_u) = \Delta \dot{H} - T_u \Delta \dot{S}$ *mit* $\Delta \dot{H} = \dot{Q}$ *und* $\Delta \dot{S} = \dot{Q}/T$ *abgeleiteten*

Exergie der zugeführten Wärme $\sum \Delta \dot{E}^{Q} = \sum \frac{\dot{Q}_{zu}(T_{zu} - T_u)}{T_{zu}}$

der Exergie der zu oder abgeführten technischen Arbeit: $\sum \dot{W}$

und den irreversiblen Exergieverlusten $\dot{I}$

mit

e	*Exergie der zu- und abgeführten Massenströme in [kW/kg]*
$\dot{m}$	*zu- und abgeführten Massenströme in [kg/s]*
T_{zu}	*mittlere Temperatur der Wärmezufuhr in [K]*
$\dot{Q}_{zu}$	*zu- und abgeführte Wärme in [kW]*
T_u	*Umgebungstemperatur in [K]*
$\Delta\dot{E}$	*Exergieänderung in [kW]*
$\Delta\dot{H}$	*Enthalpieänderung in [kW]*
$\Delta\dot{G}$	*Änderung der Gibbs'sche n Enthalpie in [kW]*
$\Delta\dot{S}$	*Entropieänderung in [kW/K]*
$\dot{I}$	*Irreversibilitätsrate oder Exergieverluste in [kW]*

Bei gegebenen thermodynamischen Zuständen und Energieströmen ist das Ergebnis dieser Exergiebilanz der irreversible Exergieverlust, die so genannte Irreversibilitätsrate $\dot{I}$. Diese Irreversibilitätsrate $\dot{I}$ ist ein Maß für die Exergieverluste des Prozesses und errechnet sich aus der irreversibel, z.B. durch Reibung erzeugten Entropieänderung eines Systems oder Stoffstromes:

Definition der Irreversibilitätsrate

Die bei einer Zustandsänderung auftretende Irreversibilitätsrate errechnet sich aus der irreversiblen Entropieerhöhung eines Stoffstromes oder eines Systems

$$\dot{I} = T_u \cdot \Delta\dot{S}_{irrev.}$$

mit

T_u	*Umgebungstemperatur in [K]*
$\Delta\dot{S}_{irrev.}$	*irreversiblen Entropieänderungen in [kW/K]*

2.1.3.2 Die Gouy-Stodola-Gleichung

Zweck der Exergieanalyse ist es, die wichtigen Irreversibilitätsquellen eines Prozesses zu lokalisieren. Die Exergiebilanzierung um einzelne Komponenten ist jedoch sehr aufwändig. Durchgesetzt hat sich deshalb überwiegend die vereinfachte Bewertung nach Gouy-Stodola [II-16]. Hier werden nicht die gesamten Exergieströme in und aus einer Komponente betrachtet, sondern nur die entstehenden Irreversibilitäten bestimmt.

Gouy-Stodola-Gleichung zur Bestimmung der Irreversibilitätsrate

Für stationär durchströmte Systeme ohne chemische Reaktionen vereinfacht sich die Exergiebilanz Gleichung (II-7) zu.

$$\sum\left(\dot{m}\cdot\left(h + T_u\cdot s\right)\right) + \sum\dot{Q}_{zu}\cdot\left(\frac{T_{zu} - T_u}{T_{zu}}\right) = \dot{W} + \dot{I}$$

Formt man diese Gleichung in

$$\sum\left(\dot{m}\cdot h\right) + \sum\left(\dot{m}\cdot T_u\cdot s\right) + \sum\dot{Q}_{zu} - \sum\dot{Q}_{zu}\frac{T_u}{T_{zu}} = \dot{W} + \dot{I}$$

um, so vereinfacht sich die Exergiebilanz wegen

$$\sum\left(\dot{m}\cdot h\right) + \sum\dot{Q}_{zu} = \dot{W} \qquad \textit{(1. Hauptsatz)}$$

zu

$$\boxed{\dot{I} = T_u\cdot\left[\sum\dot{m}_{ein}\cdot s_{ein} - \sum\dot{m}_{aus}\cdot s_{aus} - \sum\frac{\dot{Q}_{zu}}{T_{zu}}\right]} \qquad \textit{Gl. (II-8)}$$

mit

h	*Enthalpie des Stoffstromes in [kJ/kg]*
s	*Entropie des Stoffstromes in [kJ/kg]*
T_u	*Umgebungstemperatur in [K]*
e	*Exergie der zu- und abgeführten Massenströme in [kW/kg]*
$\dot{m}$	*zu- und abgeführte Massenströme in [kg/s]*
T_{zu}	*mittlere Temperatur der Wärmezufuhr in [K]*
$\dot{Q}_{zu}$	*zu- und abgeführte Wärme in [kW]*
$\dot{I}$	*Irreversibilitätsrate oder Exergieverluste in [kW]*

Gleichung (II-8) kann sowohl auf vollständige Prozesse als auch auf einzelne Teilkomponenten angewendet werden. Sie wird eingesetzt, um mit Exergieanalysen in Kraftwerksprozessen Verlustquellen systematisch aufzuspüren und die Schaltung von Kraftwerksprozessen thermodynamisch zu optimieren (Abschnitt 2.2.4.1).

2.1.3.3 Der reale Kreisprozess

Aus der Irreversibilitätsrate kann der exergetische Wirkungsgrad eines Gesamtsystems unmittelbar bestimmt werden:

Wirkungsgrad eines realen Kreisprozesses

Analog zum Carnot-Prozess bestimmt nach dem 2. Hauptsatz der Thermodynamik immer die Entropiebilanz eines Gesamtsystems den Wirkungsgrad eines realen Kreisprozesses:

$$\Delta s_{Gesamtsystem} = \Delta s_1 - \Delta s_2 = \Delta s_{irreversibel}$$

Dies bedeutet für den realen Kreisprozess

$$\Delta q_{ab} = \frac{\Delta q_{zu} \cdot T_2}{T_1} - T_2 \cdot \Delta s_{irreversibel}$$

Für den idealen Kreisprozess gilt also

$$\Delta w_{t,real} = \Delta q_{zu} \left(1 - \frac{T_2}{T_1}\right) - T_2 \cdot \Delta s_{irreversibel}$$

oder für $T_2 = T_u$

$$\eta_{real} = \frac{\Delta w_{t,real}}{\Delta q_{zu}} = 1 - \frac{T_2}{T_1} - \frac{\dot{I}}{\dot{q}_{zu}}$$

mit

Δs_1	*Entropieänderung im System 1 (oberes Temperaturniveau) in [kJ/kgK]*
Δs_2	*Entropieänderung im System 2 (unteres Temperaturniveau) in [kJ/kgK]*
T_1	*oberes Temperaturniveau in [K]*
T_2	*unteres Temperaturniveau in [K]*
T_u	*Umgebungstemperatur in [K]*
Δq_{zu}	*zugeführte Wärme in [kJ/kg]*
Δq_{ab}	*abgeführte Wärme in [kJ/kg]*
Δw_t	*geleistete technische Arbeit in [kJ/kg]*
$\dot{q}_{zu}$	*zugeführter Wärmestrom in [kW/kg]*
$\dot{I}$	*Irreversibilitätsrate oder Exergieverluste in [kW/kg]*

2.1.3.4 Der exergetische Wirkungsgrad

Aus dem Wirkungsgrad für den realen Kreisprozess kann ein exergetischer Wirkungsgrad abgeleitet werden, der die tatsächlich erzeugte Arbeit zur maximalen Arbeit ins Verhältnis setzt:

Der exergetische Wirkungsgrad

Aus dem thermischen Wirkungsgrad des realen Kreisprozesses

$$\eta_{real} = 1 - \frac{T_2}{T_1} - \frac{\dot{I}}{\dot{q}_{zu}}$$