

ANHANG

Abbildungsverzeichnis - Anhang

Abb. A-1 Stromeinspeisung in das Gütersloher Stromnetz (GT, 1998)	A-20
Abb. A-2 Vergleich der spezifischen Verbräuche von Haushaltsgeräten (Datenbasis 1990 und 1997)	A-43
Abb. A-3 Mobilisierbares Potential im Vergleich zum technischen Potential (GT, 1998)	A-52

Tabellenverzeichnis - Anhang

Tab. A-1 Übersicht über bundesweite Haushalts-Stromtarife (Jahresverbrauch 3.500 kWh)	A-3
Tab. A-2 Anteile der Sektoren an den SWG-Kundengruppen der Stromabgabe	A-4
Tab. A-3 Entwicklung des Energiesplits Raumwärme in Gütersloh 1988 - 1998	A-5
Tab. A-4 Abschätzung des Brennstoffverbrauchs zur Raumwärmeerzeugung Haushalte (GT, 1998)	A-6
Tab. A-5 Zuordnung der Geräteverbrauchsdaten zu Verwendungszwecken	A-10
Tab. A-6 Beschäftigte des verarbeitenden Gewerbes in GHD und Industrie (GT, 1998)	A-12
Tab. A-7 Beschäftigte von Großunternehmen, kommunalen Einrichtungen und Krankenhäusern (GT, 1998)	A-13
Tab. A-8 Beschäftigte im Sektor GHD (GT, 1998)	A-14
Tab. A-9 Beschäftigte im Sektor Industrie (GT, 1998)	A-15
Tab. A-10 Kennwerte für den Energiebedarf GHD (Basisjahr 1994)	A-16
Tab. A-11 Kennwerte für den Energiebedarf Industrie (Basisjahr 1992 bzw. 1998)	A-17
Tab. A-12 Korrekturfaktoren zur Hochrechnung des differenzierten Bedarfs (GT, 1998)	A-18
Tab. A-13 Endenergie-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffen und industrielles Restholz	A-19
Tab. A-14 Struktur der Stromeinspeisung (GT, 1998)	A-20
Tab. A-15 Endenergie-Emissionsfaktoren für Strom und Nahwärme (GT, 1998)	A-20
Tab. A-16 Endenergie-Emissionsfaktoren Strom für verschiedene Verbraucher (GT, 1998)	A-21
Tab. A-17 Energieverbrauch und Emissionen nach Sektoren (GT, 1998)	A-21
Tab. A-18 Gesamtverbrauch Endenergie, detailliert (GT, 1998)	A-22
Tab. A-19 Emissionen aus dem Energieverbrauch, detailliert (GT, 1998)	A-22
Tab. A-20 Maximale Abnahmemengen für Elektrizität und Nahwärme (GT, 1998)	A-24
Tab. A-21 Emissionsfaktoren für ersetzten Strom und Nahwärme (GT, 1998)	A-24
Tab. A-22 Endenergie-Emissionsfaktoren für regenerative Energien (Vorprozesse)	A-25
Tab. A-23 Potentiell erzeugbare Strommenge durch Photovoltaik (GT, 1998)	A-26
Tab. A-24 Daten zur Berechnung des Potentials aus dem Anbau von Energiepflanzen	A-27
Tab. A-25 Zusammenfassung der einzelnen regenerativen Erzeugungspotentiale (GT, 1998)	A-28

Tab. A-26 Daten und Berechnungen zum Motor-Blockheizkraftwerk	A-29
Tab. A-27 Mehremission anderer Energieträger gegenüber Erdgas (Raumwärme/ Warmwasser)	A-30
Tab. A-28 Mehremission im Verwendungszweck Prozeßwärme, Sektor Haushalte	A-30
Tab. A-29 Technisches Reduktionspotential „EE - fossiler Switch“, Einzelergebnisse (GT, 1998)	A-31
Tab. A-30 Technisches Reduktionspotential „EE-U Anlagentechnik“, Einzelergebnisse (GT, 1998)	A-31
Tab. A-31 Technisches Reduktionspotential „NE - gezielte Verwendung“, Einzelergebnisse (GT, 1998)	A-32
Tab. A-32 Kennwerte: technisches Reduktionspotential „NE-U - Systemgestaltung“	A-32
Tab. A-33 Technisches Reduktionspotential „NE-U - Systemgestaltung“, Einzelergebnisse (GT, 1998)	A-33
Tab. A-34 Emissionsminderung durch Brennwertkessel	A-34
Tab. A-35 Evaluation der Maßnahme „Kühlen und Gefrieren“	A-35
Tab. A-36 Durchdringung der durchgeführten Maßnahmen	A-36
Tab. A-37 Eckpunkte des Lastgangs der SWG (GT, 1998)	A-37
Tab. A-38 Übernommene und modifizierte Daten für ein kleine GuD-Kraftwerk	A-38
Tab. A-39 Stromkosten für die SWG bei unterschiedlichen Abnahmemengen	A-39
Tab. A-40 Absolute Mehrkosten der Kraftwerksvarianten bei unterschiedlichen Annahmen	A-39
Tab. A-41 Kennwerte: Reduktionspotentiale „EE-U - Anlagentechnik“, Raumwärme	A-42
Tab. A-42 Kennwerte: Reduktionspotentiale „EE-U - Anlagentechnik“, Warmwasser	A-43
Tab. A-43 Kennwerte: Reduktionspotentiale einzelner Haushaltsgeräte	A-46
Tab. A-44 Kennwerte: Reduktionspotentiale „EE-U - Anlagentechnik“ im Sektor Haushalte	A-46
Tab. A-45 Kennwerte: Reduktionspotentiale „EE-U - Anlagentechnik“ nach Industriehauptgruppe (GT, 1998)	A-48
Tab. A-46 Kennwerte: Reduktionspotentiale „EE-U - Anlagentechnik“ für GHD und Industrie	A-48
Tab. A-47 Wirtschaftliches Reduktionspotential „EE-U Anlagentechnik“, Einzelergebnisse (GT, 1998)	A-49
Tab. A-48 Minderung der Konzessionsabgabe durch Verbrauchsreduktion (GT, 1998)	A-49
Tab. A-49 Umsatzminderung durch Verbrauchsreduktion (SWG, 1998)	A-49
Tab. A-50 Jährlich ausgetauschter Anteil der Anlagen und Geräte	A-51
Tab. A-51 Jährliches Detailpotential im Handlungsfeld „EE-U - Anlagentechnik“ im 1. Jahr (GT, 1998)	A-51
Tab. A-52 Übersicht über die mobilisierbaren und die technischen Potentiale (GT, 1998)	A-52

Zu Kapitel 1.2 Energiepreise

In Tab. A-1 werden die bundesweiten Stromanbieter aufgelistet, die die Grundlage für die Einschätzung der Durchschnittspreise in Kapitel 1.2.5 bilden. Es handelt sich dabei um Komplettpreise für ein Jahr bei einer Stromabnahme von 3.500 kWh/a. In dem Preis sind sämtliche Festkostenbestandteile eingerechnet. Anhand der Strommenge wird als Vergleichswert ein Strompreis pro kWh errechnet.

Elektrizitätsversorger	Jahrespreis	Preis pro kWh
	[DM/a]	[Pf/kWh]
Ueberlandwerk Groß-Gerau GmbH	879,30	25,12
Yello Strom	893,00	25,51
Energie AG Iserlohn-Menden	900,00	25,71
best energy GmbH	903,00	25,80
Stadtwerke Flensburg GmbH	912,30	26,07
GGEW Bergstraße AG	918,00	26,23
Abos energie AG	920,00	26,29
Neckarwerke Stuttgart AG	922,47	26,36
Deutsche Strom AG	934,50	26,70
Elektromark Kommunales Elektrizitätswerk Mark AG	938,00	26,80
Braunschweiger Versorgungs-AG	945,60	27,02
Riva Energie AG	948,00	27,09
Stadtwerke Hannover AG	948,80	27,11
EcoSWITCH AG	951,20	27,18
Zweitausend-Stromvertrieb AG	952,51	27,21
Energieversorgung Offenbach AG	953,50	27,24
Ares Energie AG	959,53	27,42
Elektrizitätswerk Minden-Ravensberg GmbH	962,00	27,49
HEAG Versorgungs-AG	964,70	27,56
Energie-Aktiengesellschaft Mitteldeutschland	980,40	28,01
RWE Energie AG	998,79	28,54
Petro Carbo Chem GmbH (PCC)	1.020,00	29,14
VEW Energie AG	1.040,10	29,72
E.ON Energie AG	1.046,90	29,91
Elektrizitätswerke Schönau	1.102,38	31,50
Energis GmbH	1.116,94	31,91

Tab. A-1 Übersicht über bundesweite Haushalts-Stromtarife (Jahresverbrauch 3.500 kWh)

Quelle: IWR [Tarifrechner], URL: <http://www.stromtarife.de> (Stand 11.10.2000)

Die Tabelle enthält nur das preiswerteste Angebot eines Versorgungsunternehmens. Kombitarife (z.B. einschließlich Mobilfunkvertrag) und Ökostromtarife sind nicht erfasst. Einmalige Pauschalen sind im Preis enthalten.

Rundung und Genauigkeit

Die Rundung der berechneter Werte erfolgt regelmäßig nur im Rahmen der Lesbarkeit. Eine Rundung, die sich an der Signifikanz der Ergebnisse orientiert, ist nicht praktikabel, da die vielfach erforderlichen Schätzungen hohe Ungenauigkeiten mit sich bringen. Die

Rundung wird so gehandhabt, daß die Nachvollziehbarkeit von Berechnungen gewahrt bleibt. Die Endergebnisse sind daher nur geeignet, die Größenordnung der Potentiale einzustufen. Dieser Absatz gilt für Kapitel 4 und Kapitel 5.

Zu Kapitel 4.2 Bestandsaufnahme der CO₂-Emissionen

Zu 4.2.1 Erhebung des „Gesamtverbrauchs Endenergie“

Überführung der Tarifstrukturen in die Sektoren

Die Stromtarife werden in Tab. A-2 den Sektoren zugeordnet. Die Aufteilung zwischen GHD und Industrie ist nicht möglich, da die Kundendateien der SWG keine Informationen darüber enthalten. Die Gruppen Schwachlasttarif und Nachtstrom bilden jeweils den Stromanteil an der Wärmeversorgung. Da aufgrund der geringen Dimensionen davon auszugehen ist, daß der Unternehmensanteil am Nachtstrom- und Schwachlasttarif nur von kleineren Unternehmen in Anspruch genommen wird,⁴³⁹ wird dieser Strom nur dem Sektor GHD als Stromverbrauch zur Wärmegegewinnung zugeschrieben.

SWG-Tarifgruppe	Haushalte	GHD/ Industrie
Haushaltsbedarf	100%	-
Landwirtschaftsbedarf	-	100%
Gewerbebedarf	-	100%
Abrechnung nach gemessener ¼-Stunden-Leistung	-	100%
Schwachlasttarif	30%	70%
Nachtstrom	90%	10%
Sondervertragskunden	-	100%

Tab. A-2 Anteile der Sektoren an den SWG-Kundengruppen der Stromabgabe

Quellen: SWG, 1999 B / M. Schnitker (SWG), schriftl. Auskunft, März 2000

Die Aufteilung der Tarifgruppe II der Gasabgabe beruht nicht auf Schätzwerten, sondern auf einer konkreten Sonderauswertung der Kundendatei. Eine tabellarische Darstellung erübrigt sich, da die übrigen Tarife eindeutig zugeordnet werden können. Die Sonderabnehmer werden vollständig dem Gewerbe zugeschlagen.

Abschätzung des Verbrauchs an Heizöl und Kohle der Haushalte

Die Abschätzung des Brennstoffverbrauchs (außer Erdgas) der Haushalte erfordert zunächst die Ableitung eines aktuellen Energiesplits (d.h. jeweils der Anteil der mit einem Energieträger beheizten Gebäude an der gesamten Gebäudezahl) für Wohngebäude und danach die Bereinigung des Erdgasverbrauchs der Haushalte. Daraufhin erfolgt die tatsächliche Abschätzung des Brennstoffverbrauchs. Abschließend wird dieser auf Plausibilität geprüft.

Erstellung des Energiesplits für Wohngebäude in Gütersloh

Grundlage des Energiesplits zur Raumwärmeerzeugung ist der Gütersloher Wärmeatlas von 1988. Diese Erhebung ist zuverlässiger als die Daten der Volkszählung von 1987, da

⁴³⁹ Große Verbraucher beziehen auch diese Verbrauchsanteile im Rahmen von Sonderverträgen.

sie auf umfangreichen Begehungen und Nacherhebungen beruht.⁴⁴⁰ Der dort erhobene Energiesplits für Heizzwecke⁴⁴¹ wird um die seitdem errichteten Neubauten aktualisiert.

Zunächst wird die Anzahl der Wohngebäude in der Stadt Gütersloh 1987 um 10% reduziert, um die Abgänge bis 1998 abzubilden.⁴⁴² Dieser reduzierte Bestand von 1988 wird mit dem Wohngebäudebestand 1997 (31.12.) verglichen. Die Differenz entspricht der gesuchten Anzahl von Neubauten (s. Tab. A-3).⁴⁴³

Zur Ermittlung des Energiesplits für die Neubauten wird auf die Landesdurchschnitte NRW der entsprechenden Jahre zurückgegriffen, da keine lokalen Daten verfügbar sind. Aus den Energiesplits für Neubauten in NRW der Jahre 1988 bis 1997⁴⁴⁴ wird ein durchschnittlicher Neubauplit gebildet. Darin wird Fernwärme ausgeklammert, da diese in Gütersloh nicht für Wohngebäude eingesetzt wird. Die Neubauten in Gütersloh werden diesem Durchschnittssplit entsprechend auf die Endenergieträger aufgeteilt. Aus der Summe mit den verbliebenen Gebäuden je Endenergieträger von 1988 ergibt sich der aktuelle Energiesplit. Dieser berücksichtigt jedoch keine Modernisierungen. Es ist jedoch davon auszugehen, daß bei einer Modernisierung (bestehender Zentralheizungen) in der Regel kein Brennstoffwechsel auftritt.⁴⁴⁵

Der lineare Stromtarif der SWG seit 1995 hat den Energiesplit insoweit beeinflußt, als die Verwendung von Strom zu Heizzwecken stark abgenommen hat. Daher wird die Anzahl der strombeheizten Gebäude im errechneten Split um 480 reduziert, so daß bei der Abschätzung des Endenergiebedarfs (s. „Abschätzung des Brennstoff“) die errechnete Strommenge mit dem bekannten Heizstromverbrauch übereinstimmt (s. Tab. A-3, Zeile „31.12.1997-mod.“).

	Erdgas	Heizöl	Strom	Kohle	sonstige	Gebäudezahl
	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	
1 1988 Gütersloh	55,8	39,3	4,5	0,3	0,1	16.514
2 Neubau `88 - `97 NRW	86,7	10,9	1,8	0,5	0,1	4.673
3 31.12.1997 Gütersloh	63,2	32,5	3,8	0,3	0,1	19.536
4 31.12.1997 mod.	64,7	33,5	1,4	0,3	0,1	

Tab. A-3 Entwicklung des Energiesplits Raumwärme in Gütersloh 1988 - 1998

Quellen: EUCON, 1989, Tabelle 8 (Zeile 1) /

LDS, 1993, S. 378 und 1998 B, S. 375 (Datenbasis Zeile 2) /

Deutscher Städtetag, 1988 S. 342 und 1998, S. 344 (Gebäudezahlen)

Bereinigung des Gasverbrauchs

Der Gasverbrauch als Grundlage der Hochrechnung muß möglichst genau auf den Raumwärmeanteil reduziert sein. Dazu ist ein Vorgriff auf die Differenzierungsschritte (s. Kap.,

⁴⁴⁰ EUCON, 1989, S. 11ff

⁴⁴¹ EUCON, 1989, (Tabelle 8)

⁴⁴² vgl. Wertermittlungs-Richtlinie, 1991 (Anlage 5): Durchschnittliche Gebäudelebensdauer 100 Jahre Folglich etwa 1% Abgang pro Jahr. Vereinfacht wird angenommen, daß zwischen 1988 und 1998 nur Gebäude von vor 1988 abgerissen werden.

⁴⁴³ vgl. Deutscher Städtetag, 1988 S. 342 und 1998, S. 344: Gebäudezahlen zum 31.12. des Jahres

⁴⁴⁴ vgl. Landesamt für Datenverarbeitung und Statistik NRW (LDS), 1993, S. 378 / LDS, 1998 B, S. 375

⁴⁴⁵ vgl. Prognos AG, 2000, S. 234

S. 93) erforderlich. Vom unveränderten Gasverbrauch der Haushalte wird der Bedarf für Warmwasser und für Prozeßwärme abgezogen. Dies ist nur möglich, da der Warmwasserbedarf als Absolutwert abgeschätzt wird, also unabhängig vom (noch zu errechnenden) Erdgasverbrauch. Der Prozeßwärmeverbrauch wird relativ zum Stromverbrauch ermittelt (s. S. 94). Er ist somit auch unabhängig von den Brennstoffverbräuchen.

Brutto-Gasverbrauch: 567.542 MWh/a - 45.257 MWh/a (Warmwasser) - 3.439 MWh/a (Kochen) = 518.845 MWh/a

Die Klimabereinigung wird nicht vorgezogen, da die übrigen Verbräuche im „Gesamtverbrauch Endenergie“ noch nicht klimabereinigt sind. Eine Bereinigung der abgeleiteten Verbräuche erfolgt nach der Differenzierung in Verwendungszwecke.

Abschätzung des Brennstoffverbrauchs

Der Nutzenergieverbrauch für Raumwärme der Haushalte wird aus dem bereinigten Erdgasverbrauch errechnet: Gasverbrauch mal Heizungswirkungsgrad (Gasheizungen) dividiert durch Gasanteil am Energiesplit. Daraus ergibt sich ein Gesamtverbrauch an Nutzenergie für Raumwärme von 625.555 MWh/a. Dieser Nutzenergieverbrauch wird danach mit Hilfe des aktuellen Energiesplits auf alle Energieträger verteilt und mit deren durchschnittlichen Heizungswirkungsgrad zum Endenergieverbrauch hochgerechnet: Nutzenergieverbrauch mal Brennstoffanteil am Energiesplit dividiert durch Wirkungsgrad. Tab. A-4 stellt die Schritte dar. Der Erdgasverbrauch (kursiv) wird nicht errechnet, sondern bildet die Grundlage der Ermittlung.

		<i>Erdgas</i>	Heizöl	Strom	Kohle	sonstige
Nutzenergieanteil	[MWh/a]	404.699	209.595	8.538	2.143	580
Wirkungsgrade (1997)	[%]	78%	75%	98%	65%	75%
Endenergieverbrauch für Raumwärme	[MWh/a]	<i>0518.845</i>	279.460	8.713	3.297	773

Tab. A-4 Abschätzung des Brennstoffverbrauchs zur Raumwärmeezeugung Haushalte (GT, 1998)

Quelle: Prognos AG, 2000, S. 244 (Wirkungsgrade)

Der Warmwasserzuschlag bei Heizöl wird (wie beim Erdgas) aus der Verbrauchsdifferenzierung übernommen: 27.273 MWh/a. Der berechnete Stromverbrauch zu Heizzwecken wird nicht verwendet, da ein erhobener Wert verfügbar ist. Wie oben erwähnt, wurde der Verbrauchsanteil Strom entsprechend angepaßt, so daß kaum Unterschiede zwischen beiden Werten bestehen.

Plausibilitätsprüfung

Da insbesondere der Ölverbrauch der Haushalte eine entscheidende Grundlage für die gesamte Bestandsanalyse ist, wird die vorgenommene Abschätzung mehrfach auf Plausibilität überprüft.

1. Zunächst bietet sich ein Vergleich mit den unvollständig erhobenen Absatzzahlen der Brennstoffhändler an. Diese liegen knapp ein Drittel unter dem berechneten Heizölverbrauch (einschließlich Warmwasser) und etwa ein Viertel unter dem Kohlenverbrauch.

Da vor allem ein größerer Händler aus Gütersloh keine Informationen weitergegeben hat, stimmen die Werte gut überein.

2. Als zweiter Vergleichswert wird der bundesdurchschnittliche Raumwärmebedarf (Nutzenergie) pro Einwohner herangezogen: 6.200 MWh/a (in 1994/95).⁴⁴⁶ Der witterungsbereinigte Nutzenergiebedarf in Gütersloh ist mit 7.260 MWh/a*Einwohner etwa 17% höher. Da die Gebäudestruktur im üblichen Rahmen liegt (s. Kap. 4.1.1, S. 83), ist anzunehmen, daß der Verbrauch zumindest nicht deutlich zu niedrig geschätzt wurde.
3. Die Berechnung eines durchschnittlichen Endenergiebedarfs pro Gebäude ist ein weiterer naheliegende Vergleichswert. Die berechneten 45 MWh Brennstoff pro Jahr und Gebäude entsprechen etwa 4.700 m³ Erdgas oder 4.300 l Heizöl. Im Vergleich zum üblichen Pauschalwert für ein Einfamilienhaus (rund 4.000 m³ Gas bzw. l Heizöl) wirkt der errechnete Werte eher zu niedrig als zu hoch, da über 20% der Gütersloher Gebäude Mehrfamilienhäuser sind.
4. Das Landesumweltamt NRW (LUA) weist für 1996/1997 einen Verbrauch von etwa 298.000 MWh/a an Heizöl in nicht-genehmigungsbedürftigen Feuerungsanlagen in Gütersloh aus.⁴⁴⁷ Darin sind alle Feuerungsanlagen unter 5 MW Wärmeleistung enthalten, so daß auch ein beträchtlicher Teil der gewerblichen Wärmezeugung enthalten ist.⁴⁴⁸ Für Kohle wird ein Verbrauch von 7.200 MWh/a ausgewiesen. Durch die Ermittlung aus der Summe aller Brennstoffkäufe abzüglich des Verbrauchs genehmigungsbedürftiger Anlagen verbleibt jedoch der volle statistische Fehler in dieser Restgröße, so daß der Wert nicht besonders zuverlässig ist.⁴⁴⁹

Die genannten Vergleichswerte liegen grundsätzlich im gleichen Rahmen wie die berechneten Größen. Insbesondere weist der zweite Vergleichswert eher auf einen zu hohen Wert hin, während der dritte eine zu niedrige Abschätzung nahelegt. Somit wird der abgeschätzte Heizölverbrauch als hinreichend zutreffend für die weitere Analyse eingeschätzt. Die Verbräuche von Kohle und „sonstigen Brennstoffen“ sind zu gering für eine sinnvolle Fehlereingrenzung über diese Vergleichswerte. Im Gesamtverbrauch spielen diese Brennstoffe jedoch auch keine wesentliche Rolle.

Öl- und Kohleverbrauch in GHD und Industrie

Der Öl- und Kohleverbrauch von GHD/ Industrie muß abgeschätzt werden. Dazu werden mehrere Hinweise herangezogen: der Wärmetlas Gütersloh, der für die wesentlichen Einzelverbraucher 1989 den Brennstoffbedarf differenziert erhoben hat, das Emissionskataster Luft NRW, das alle genehmigungspflichtigen größeren Anlagen für 1996/97 auflistet, der Brennstoffbedarf aus den Berechnungen zur Verbrauchsdifferenzierung und die Teilerhebungen vom Brennstoffhandel.

⁴⁴⁶ vgl. Schaumann/Pohl, 1996, S. 362

⁴⁴⁷ vgl. LUA, 1999 B (URL: http://www.lua.nrw.de/emikat97/ekl_info/2n754008.htm)

⁴⁴⁸ vgl. LUA, 1999 A (Kapitel 3.3) (Internetquelle, daher keine Seitenangabe)

⁴⁴⁹ Herr Balzer (LUA), mündl. Auskunft, Mai 2000

1. Der Wärmeetlas Gütersloh listet 1989 für 52 Betriebe den Endenergieverbrauch in Brennstoff differenziert auf.⁴⁵⁰ Es ist davon auszugehen, daß es sich um alle wesentlichen Einzelverbraucher in Gütersloh handelt. Dabei wird insgesamt ein Ölverbrauch von gut 200.000 MWh/a festgestellt. Der größte Verbraucher mit rund 120.000 MWh/a hat jedoch 1997 den Betrieb geschlossen.⁴⁵¹ Abzüglich des Verbrauchs eines Großunternehmens (10.000 MWh/a) bleiben gut 70.000 MWh/a. Sonstige Brennstoffe wurden nur von einem Großunternehmen verbraucht, von dem detaillierte, aktuelle Angaben vorliegen. In den zehn Jahren nach Erstellung des Wärmeetlas werden einige Unternehmen von Öl auf Erdgas umgestiegen sein, da der Wärmeetlas eine geeignete Grundlage für eine gezielte Kundenwerbung der Stadtwerke gebildet hat.
2. Die genehmigungspflichtigen Anlagen über 1.000 t CO₂/a sind im Emissionskataster Luft NRW 1996/97⁴⁵² vollständig enthalten. Allerdings werden für diese Anlagen nicht die Brennstoffe ausgewiesen, sondern nur die Emissionen. Es ist anzunehmen, daß diese Anlagen weitgehend bereits im Wärmeetlas 1989 erfaßt worden sind. Da der „Heizölverbrauch nicht genehmigungsbedürftiger Feuerungsanlagen“ in etwa dem abgeleiteten Heizölverbrauch der Haushalte entspricht (s. Tab. A-4, S. A-6), ist ein erheblicher Ölverbrauch in kleinen Anlagen unwahrscheinlich.
3. Einen grundsätzlichen Hinweis auf den Energiebedarf von GHD und Industrie ergibt die Bedarfsrechnung zur Differenzierung in Verwendungszwecke (s. Tab. 10, S. 97). Der berechnete Brennstoffbedarf beträgt nur rund drei Viertel des erhobenen Gasverbrauchs der beiden Sektoren. Daher ist es unwahrscheinlich, daß der Ölverbrauch besonders hoch ist.
4. Der erfaßte Teilverbrauch am Heizölverkauf an Unternehmen liegt unter 50.000 MWh/a. Ein geringerer Anteil erfaßten Ölverbrauchs als bei Haushalten ist zu erwarten, da bei größeren Verbrauchern eine tendenziell höhere Preiselastizität zu erwarten ist, also eher Preisvorteile durch den Kauf bei auswärtigen Händlern genutzt werden. Allerdings ist die Gewinnspanne im Heizölhandel - also auch die mögliche Ersparnis durch externen Erwerb - eher gering.

Die ersten beiden Hinweise legen zusammengenommen die Vermutung nah, daß kleinere Unternehmen eher geringe Mengen Öl einsetzen. Kohle und sonstige Brennstoffe scheinen wie bei den Haushalten keine Rolle zu spielen. Daher wird der Ölverbrauch auf rund 100.000 MWh/a zusammen für Industrie und GHD geschätzt. Die Schätzung liegt oberhalb des industriellen Verbrauchs aus dem Wärmeetlas, um einen Spielraum für Verbrauchssteigerungen in der Industrie und den Verbrauch im Sektor GHD abzubilden. Weiterhin wird eine noch einseitigere Aufteilung zwischen Öl und Gas für unwahrscheinlich gehalten, da der erfaßte Teilverbrauch kaum den Großteil des Ölverbrauchs der Sektoren GHD und Industrie umfassen wird (s. Argument 4). Ein mehrfach höherer Verbrauch als geschätzt, ist ebenfalls unwahrscheinlich, da die Abweichung vom berechneten Brennstoff-

⁴⁵⁰ vgl. EUCON, 1989 (Tabelle 02 „Industriebetriebe“)

⁴⁵¹ M. Kapp (Vossen GmbH), mündl. Auskunft, Mai 2000

⁴⁵² vgl. LUA, 1999 B (URL: http://www.lua.nrw.de/emikat97/ekl_info/3i754008.htm)

bedarf dadurch noch stärker wird. Kohle und sonstige Brennstoffe werden gemäß der verschwindend geringen Bedeutung im Emissionskataster und im lokalen Brennstoffhandel vollständig vernachlässigt. Insgesamt wird die Abschätzung des Brennstoffverbrauchs für unsicherer gehalten als die Abschätzung des Verbrauchs der Haushalte. Für den Einsatz im Rahmen dieser Analyse ist die Genauigkeit jedoch hinreichend.

Zu 4.2.2 Differenzierung in Verwendungszwecke

Haushalte: Bildung der Kennwerte zur Stromdifferenzierung

Hier wird die Bildung der Kennwerte dargestellt, die zur Differenzierung des Stromverbrauchs der Haushalte in Verwendungszwecke genutzt werden. Die Verwendungszwecke sind Raumwärme, Warmwasser, Prozeßwärme, Kraft, Beleuchtung und Kommunikation (s. Kap. 3.2.4, S. 72).

Warmwasser und Raumwärme aus Speicherheizungen werden gesondert abgeschätzt und in diesem Abschnitt nicht berücksichtigt. Eine zusätzliche Untergliederung der Prozeßwärme in drei Typen erleichtert später die Zuordnung von Reduktionspotentialen: Kochen, Geräte mit Wassererwärmung und sonstige Elektrogeräte. Sie basiert auf der Vorgehensweise von Ziolk⁴⁵³.

Die hier berücksichtigte Raumwärme wird in elektrischen Direktheizungen erzeugt. Diese dienen in der Regel zur Zusatzbeheizung und nicht als alleinige Heizung. Daher ist der Einsatz unabhängig vom Energiesplit zur Raumwärmegestehung wie er zur Abschätzung des Brennstoffverbrauchs ermittelt wurde (S. A-4).

Die in Tab. A-5 verwendeten Verbrauchsanteile der Haushaltsgeräte sind von der Enquete-Kommission „Schutz der Erdatmosphäre“ als vollständige Aufteilung des Haushaltsstromverbrauchs für 1990 zusammengestellt worden.⁴⁵⁴ Aktuellere Werte von 1997 enthält der Energiereport 3 von Prognos⁴⁵⁵. Der Rückgriff auf diese Datenbasis ist nicht sinnvoll, da die nicht aufgeschlüsselten (sonstigen) Verbräuche mit knapp 26% (1997) erheblich größer sind als bei der Enquete-Kommission (7% für 1990). Weiterhin ist die Zuordnung zu Gütersloher Verbrauchszahlen besser mit den Werten der Enquete-Kommission möglich, da diese den gesamten Stromverbrauch der Haushalte aufschlüsselt, nicht nur den Verbrauch für Elektrogeräte. Die Differenzierung einiger Großgeräte in unterschiedliche Verwendungszwecke (20% Kraft, 80% Prozeßwärme) basiert auf Ziolk.⁴⁵⁶ Der nicht-haushaltstypische Verbrauch besteht aus Gemeinschaftsanlagen und privat genutzten Bürogeräte.⁴⁵⁷ Aufgrund der zunehmenden Bedeutung von Computern und ähnlichen Geräten, wird mit 50% ein hoher Anteil der Kommunikation zugeschlagen. Dies ist vor allem eine Anpassung an die Entwicklung bis 1998. Für einen geringen Teil ist keine Einteilung möglich. Bei der Bestimmung der Verbrauchsanteile werden nicht zuordnungsfähige Rest-

⁴⁵³ vgl. Ziolk et al, 1996, S. 6 - 9

⁴⁵⁴ vgl. Enquete-Kommission, 1994, S. 132f und 140

⁴⁵⁵ vgl. Prognos AG, 2000, S. 252 - 259

⁴⁵⁶ vgl. Ziolk et al, 1996, S. 7

⁴⁵⁷ vgl. Enquete-Kommission, 1994, S. 132

verbräuche (s. Tab. A-5, letzte zwei Spalten) ignoriert - und somit anteilmäßig auf die anderen Verwendungszwecke umgelegt.

Gerätegruppe	Verwendungszweck	Verbrauch [TWh]
Elektrische Direktheizung	Raumwärme	2,76
Elektroherd	Prozeßwärme 1	9,66
Beleuchtung	Beleuchtung	7,58
Kaffee-/Teemaschine	Prozeßwärme 2	1,47
Waschmaschine (Anteil PW - 80%)	Prozeßwärme 2	80% * 5,76
Waschmaschine (Anteil Kraft - 20%)	Kraft	20% * 5,76
Geschirrspüler (Anteil PW - 80%)	Prozeßwärme 2	80% * 3,25
Geschirrspüler (Anteil Kraft - 20%)	Kraft	20% * 3,25
Toaster/ Grill/ Mikrowelle	Prozeßwärme 3	1,03
Fön/ Trockenhaube	Prozeßwärme 3	0,65
Bügelgeräte	Prozeßwärme 3	0,85
Wäschetrockner (Anteil PW - 80%)	Prozeßwärme 3	80% * 2,86
Wäschetrockner (Anteil Kraft - 20%)	Kraft	20% * 2,86
Wäscheschleuder	Kraft	0,11
Kühlschrank	Kraft	6,97
Kühl/Gefrierkombination	Kraft	4,05
Gefriergerät	Kraft	7,72
Staubsauger	Kraft	0,69
Dunstabzugshaube	Kraft	0,57
Fernseher/ Video	Kommunikation	3,34
Radio, Audiogeräte	Kommunikation	0,85
Nicht-haushaltstypischer Verbrauch (Bürogeräte)	Kommunikation	50% * 6,49
Nicht-haushaltstypischer Verbrauch (Gemeinschaftsanlagen)	-	50% * 6,49
sonstige Geräte (haushaltstypisch)	-	1,64

Prozeßwärme 1 = Prozeßwärme (Kochen)

Prozeßwärme 2 = Prozeßwärme (Geräte mit Wassererwärmung)

Prozeßwärme 3 = Prozeßwärme (sonstige Elektrogeräte)

Tab. A-5 Zuordnung der Geräteverbrauchsdaten zu Verwendungszwecken

Quellen: Enquete-Kommission, 1994, S. 132f, 140 (Verbrauchswerte) /
Ziolek et al, 1996, S. 6 - 9 (anteilige Zuordnung)

Die dargestellten Verbrauchsdaten für 1990 (alte Bundesländer) werden je Verwendungszweck summiert und in relative Anteile am Gesamtverbrauch umgewandelt. Das Resultat sind die Kennwerte, die in Tab. 6 (S. 94) dargestellt werden. Diese werden mit dem Stromverbrauch der Haushalte in Gütersloh (ohne Warmwasserverbrauch und Speicherheizungen) multipliziert, um die einzelnen Verbräuche je Verwendungszweck zu erhalten.

GHD/ Industrie: Beschäftigtenzahlen

Die Beschäftigtenzahlen beruhen auf zwei Statistiken: der Aufstellung sozialversicherungspflichtig Beschäftigter⁴⁵⁸ (Stand: 30.6.1998) und der Beschäftigtenschätzung⁴⁵⁹ vom

⁴⁵⁸ vgl. LDS, 1998 A

⁴⁵⁹ vgl. LDS, 1999 B

(Stand: 30.6.1997). Letzere wird benötigt, um die erste Statistik um die nicht-sozialversicherungspflichtigen Arbeitskräfte zu ergänzen.

Die Beschäftigtendaten umfassen sowohl die Industrie als auch den Sektor GHD. Grundsätzlich ist die Industrie als „verarbeitendes Gewerbe“ separat in der Statistik sozialversicherungspflichtig Beschäftigter enthalten, doch zählen Kleinunternehmen mit unter 20 Beschäftigten zum Sektor GHD. Daher werden zunächst die Beschäftigten des Verarbeitenden Gewerbes aufgeteilt und die Abzüge für Großunternehmen und kommunale Einrichtungen zusammengestellt. Die Folgeschritte werden separat für jeden Sektor vorgenommen.

Weiterhin ist zu erwähnen, daß jede Statistik ihre eigene Branchenstruktur verwendet. Häufig sind einzelne Werte zusammengefaßt, stärker oder anders differenziert oder zumindest anders benannt. Die Anpassung der Statistiken aneinander erfolgt durch den Rückgriff auf die Klassifikation der Wirtschaftszweige⁴⁶⁰ und die Interpretation der Branchenbezeichnungen im Kontext der gesamten Statistik.

Aufteilung der Beschäftigten im verarbeitenden Gewerbe in GHD und Industrie.

Die Aufteilung besteht in der Abspaltung der Kleinbetriebe unter 20 Beschäftigten. Diese sind dem Sektor GHD zuzuordnen,⁴⁶¹ während die übrigen Unternehmen die Industrie bilden. Zur Aufteilung werden zwei zusätzliche Datenquellen herangezogen: die Handwerkszählung 1995⁴⁶² hat die Kleinbetriebe des verarbeitenden Gewerbes grob unterteilt erfaßt (ortsgenau in NRW), und die Verteilung der Beschäftigten nach Beschäftigtengrößenklassen der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe für NRW nach Gernhardt⁴⁶³ erlaubt Rückschlüsse auf die genauere Aufteilung in Branchen. Zusätzlich werden die Branchen „chemische Industrie“, „Kunststoffverarbeitung“ und „Steine, Erden, Glas“ generell der Industrie zugeordnet, da diese in der „Gesamtübersicht“⁴⁶⁴ des Sektors GHD von Geiger/Gruber/Megele nicht enthalten sind. Weiterhin werden Branchen, die zwanzig oder weniger Beschäftigte enthalten direkt dem Sektor GHD zugeschlagen.

Zunächst wird der Anteil der Beschäftigten in Kleinunternehmen aus der Größenklasseneinteilung abgeschätzt.⁴⁶⁵ In der Aufteilung werden die Größenklassen ausgeschlossen, die in Gütersloh nicht auftreten, da bereits die Gesamtzahl der Beschäftigten einer Branche zu gering ist.

Diese Anteile werden daraufhin so angepaßt, daß die Anzahl der Beschäftigten etwa der Anzahl der abhängig Beschäftigten im Handwerk (gemäß Handwerkszählung) entspricht. Dabei wird der Anteil der Kleinunternehmen jedoch maximal verdoppelt (z.B. Handwerks-Gewerbegruppe Elektro- und Metallgewerbe⁴⁶⁵), da nicht sicher ist, wie welche Unterneh-

⁴⁶⁰ vgl. Statistisches Bundesamt, 1999

⁴⁶¹ vgl. Geiger/Gruber/Megele, 1999, S. 1

⁴⁶² vgl. LDS, 1999 C, S. 114

⁴⁶³ vgl. Gernhardt, 1996, S. 21 (Daten vermutlich von 1992.)

⁴⁶⁴ vgl. Geiger/Gruber/Megele, 1999, S. 16

⁴⁶⁵ Dazu wird in der Größenklasse „unter 50 Mitarbeiter“ eine lineare Verteilung der Betriebsgrößen angenommen. Die Kleinunternehmen beschäftigen also 40% der Beschäftigten dieser Größenklasse.

men in der Handwerkszählung erfaßt wurden. Möglicherweise sind teilweise Bereiche außerhalb des verarbeitenden Gewerbes erfaßt. Soweit die Differenzierung im Handwerk genau einer Branche zugeordnet werden kann („Säge- und Holzverarbeitung“ und „Nahrungs- und Genußmittel“), wird der Wert aus der Handwerkszählung unabhängig von der Größenstruktur der Unternehmen übernommen.

Diese Abschätzung ergibt folgende Aufteilung (s. Tab. A-6):

Branche	Ausgangswert	Industrie	GHD
Chemische Industrie	56	56	-
Kunststoffverarbeitung	591	591	-
Steine, Erden, Glas	62	62	-
Ziehereien, Stahlverformung u.ä.	546	329	217
Maschinenbau	658	574	84
EDV-Anlagen, Büromaschinen	20	-	20
Elektrotechnik	6.266	5.740	526
Feinmechanik, Optik	137	72	65
Fahrzeugbau	363	282	81
Stahl- und Leichtmetallbau	213	165	48
EBM-Waren, Spielwaren, Schmuck	221	175	46
Säge- und Holzverarbeitung	2.311	1.156	1.156
Papierherzeugung und -verarbeitung	227	227	-
Druckereien, Vervielfältigung	2.507	2.088	419
Textilverarbeitung	453	405	48
Bekleidungs-gewerbe	403	360	43
Leder, Schuhe	16	-	16
Nahrungs- und Genußmittel	1.667	834	834

Tab. A-6 Beschäftigte des verarbeitenden Gewerbes in GHD und Industrie (GT, 1998)

Quelle: LDS, 1998 A (Stand: 30.6.1998) (Ausgangswerte)

Abzüge wegen anderweitiger Erfassung

Von der resultierenden Beschäftigtendifferenzierung werden die 1998 Beschäftigten der anderweitig erfaßten Einrichtungen (Großunternehmen, kommunale Einrichtungen, Krankenhäuser) abgezogen. Dabei treten insbesondere bei Bertelsmann Ungenauigkeiten auf, da dem Konzern über zwanzig Unternehmen verschiedener Branchen in Gütersloh angehören, die nur teilweise an die zentrale Energieversorgung angeschlossen sind. Hier wird nur der Teil der Beschäftigten abgezogen, der über die erfaßte Energieversorgung versorgt wird. Die Beschäftigtenzahlen werden teilweise aus Publikationen entnommen, teilweise sind telefonisch Informationen beschafft worden. Die Quellen werden in Tab. A-7 genannt. Folgende Abzüge werden vorgenommen (s. Tab. A-7).

	Arbeitgeber	Branche	Anzahl
Industrie			
1	Miele & Cie.	Elektrotechnik	4.700
2	Pfleiderer AG	Holzbearbeitung und Holzverarbeitung	680
3	Bertelsmann	Druckereien, Vervielfältigung	2.088
GHD			
4	Bertelsmann	Verlagsgewerbe	1.850
5	Bertelsmann	Dienstleistungen und freie Berufe	1.984

6	Bertelsmann-Stiftung	Organisationen ohne Erwerbszweck	210
7	Stadtwerke Gütersloh	Energiewirtschaft und Straßenverkehr	407
8	Beschäftigte an öffentlichen Schulen	Gebietskörperschaften und Sozialversicherungen	896
9	Beschäftigte der Stadtverwaltung	Gebietskörperschaften und Sozialversicherungen	1.159
10	Krankenhäuser (mit Städtischer Klinik)	Krankenhäuser	2.170

Tab. A-7 Beschäftigte von Großunternehmen, kommunalen Einrichtungen und Krankenhäusern (GT, 1998)

Quellen/ Datenbasis: Miele & Cie., 2000, S. 2 (Zeile 1) /

Herr Balkausky (Stadt GT), mündl. Auskunft, April 2000 (Zeile 2) /

Bertelsmann AG, 2000 (Stand: 31.3.1999) (Zeile 3 - 5) /

Bertelsmann-Stiftung, URL: <http://www.stiftung.bertelsmann.de/ueberbl/grundl/index.htm> (Stand Oktober 2000) (Geschäftsjahr 1998/99) (Zeile 6) /

SWG, 1999 A, S. 21 (Zeile 7) /

LDS, 2000 (Stand: 30.6.1998) (Zeile 8) /

Herr Sandbothe (Stadt GT), mündl. Auskunft, Mai 2000 (Stand: 30.6.1998) (Zeile 9, 10) /

Verwaltung Elisabethhospital, mündl. Auskunft, Mai 2000, (Zeile 10) /

Herr Drexler (B. Salzmann-Klinik), mündl. Auskunft, Mai 2000, (Zeile 10) /

Herr Kies (Westfälische Klinik), mündl. Auskunft, Mai 2000, (Zeile 10)

Beschäftigte im Sektor GHD

Die Struktur der Beschäftigten im Sektor GHD aus der Statistik sozialversicherungspflichtig Beschäftigter (ohne die Industriebeschäftigten nach Tab. A-6) ist zunächst an die Struktur der Energiebedarfskennwerte anzupassen. Dazu ist es erforderlich, die Beschäftigtenzahl teilweise zu differenzieren und teilweise zu aggregieren. Die Aggregation erfolgt durch einfache Addition der Teilbranchen, während die Differenzierung anhand der bundesweiten Beschäftigtenzahlen von 1994 vorgenommen wird, die Geiger/Gruber/Megele zusammen mit den Bedarfskennwerten beschreiben.⁴⁶⁶ Einzelne Branchen der Gütersloher Beschäftigtenstatistik werden somit proportional zum Bundesdurchschnitt unterteilt. Als Ausnahme wird für Krankenhäuser die erhobene Beschäftigtenzahl verwendet (s. Tab. A-7).

Nach der Anpassung der Branchenstruktur werden die Beschäftigten aus der Statistik sozialversicherungspflichtig Beschäftigter um die nicht-sozialversicherungspflichtigen Arbeitskräfte (v.a. Selbständige und Beamte) ergänzt. Dazu wird die Beschäftigtenschätzung⁴⁶⁷ vom 30.6.1997 herangezogen. Es werden Daten von 1997 verwendet, da im Juni 2000 im LDS noch keine Daten für 1998 verfügbar waren.⁴⁶⁸ Die Beschäftigtenschätzung liefert jedoch nur die Gesamtzahl einerseits von Beamten und andererseits von Selbständigen. Die Beamten werden direkt der Branche „Gebietskörperschaften und Sozialversicherungsträger“ zugeschlagen, da außerhalb dieses Bereichs nur eine vernachlässigbare Zahl von Beamten arbeitet. Die Selbständigen sind aufwendiger zuzuordnen.

Für einige Branchen liefert die Handwerkszählung 1995⁴⁶⁹ durch die Differenz zwischen Arbeitnehmern und Gesamtzahl Hinweise auf die Selbständigenzahl in der Branche. In

⁴⁶⁶ vgl. Geiger/Gruber/Megele, 1999, S. 330

⁴⁶⁷ vgl. LDS, 1999 B

⁴⁶⁸ W. Walbrodt (LDS), mündl. Auskunft, Juni 2000

⁴⁶⁹ vgl. LDS, 1999 C, S. 114

anderen Branchen ist klar, daß es keine Selbständigen gibt (z.B. Flughäfen, Gebietskörperschaften). Für die große Menge übriger Branchen sind keine Anhaltspunkte für die Verteilung der Selbständigen vorhanden. Daher wird die verbleibende Selbständigenzahl proportional zur Beschäftigtenzahl auf diese Branchen umgelegt. In der Umlage werden die später vorgenommenen Abzüge für Großunternehmen berücksichtigt.

Abschließend werden die Beschäftigtenzahlen von Bertelsmann und öffentlichen Einrichtungen entsprechend Tab. A-7 (S. A-13) abgezogen. Daraus resultiert folgende Beschäftigtenstruktur (s. Tab. A-8).

Branche	Beschäftigte
Landwirtschaft	581
Baugewerbe	2.130
Elektro- und Metallgewerbe	1.238
Holzgewerbe	1.206
Papier und Druck	444
Verlagsgewerbe	53
Bekleidung	138
Wäschereien und Chemisch-Reinigungen	370
Bäckereien und Konditoreien	537
Fleischereien	409
Sonstiges Nahrungsmittelgewerbe	75
Einzelhandel	4.249
Großhandel	2.173
Handelsvermittlungen	347
Kfz-Gewerbe (Handel)	200
Gaststätten	1.068
Beherbergungsgewerbe	442
Kreditinstitute und Versicherungen	962
Dienstleistungen und freie Berufe	3.472
Organisationen ohne Erwerbszweck, Heime	1.413
Krankenhäuser (Beschäftigte)	0
Gebietskörperschaften und Sozialversicherungen	2.820
Post	30
Deutsche Bahn	19
Flughäfen	713
Speditionen	2.433
Zusätzlicher Indikator:	
Krankenhäuser (Indikator: Planbetten)	1.088

Tab. A-8 Beschäftigte im Sektor GHD (GT, 1998)

Datenbasis: LDS, 1998 A (Stand 30.6.1998) / LDS, 1999 B (Stand: 30.6.1997)

Industriebeschäftigte

Die Industriebeschäftigten (s. Tab. A-6, S. A-12) werden an die Struktur der Kennwerte angepaßt. Dazu wird die Beschäftigtenzahl teilweise differenziert. Als Kriterium zur Aufteilung einzelner Branchen wird die Beschäftigtenstruktur für NRW (1992) verwendet, die Ziolk parallel zu den Kennwerten beschreibt. Einzelne Branchen der Gütersloher Beschäftigtenstatistik werden somit entsprechend dem NRW-Durchschnitt unterteilt. Die Zusammenfassung von Branchen erfolgt - soweit erforderlich - durch einfache Addition. Ab-

schließlich werden die Beschäftigten der Großunternehmen nach Tab. A-7 (S. A-13) abgezogen. Die Beschäftigten von Pfeleiderer werden als Ausnahme vor der Differenzierung der Säge- und Holzverarbeitung abgezogen, da das Unternehmen in beiden Branchen Holzbearbeitung oder Holzverarbeitung tätig ist. Die Berechnungen münden in folgendes Ergebnis (Tab. A-9).

Branche	Beschäftigte
Energie, Bergbau	-
Nahrungs- und Genußmittel	834
Herstellung von Leder-, Textil- und Bekleidungsstücken	764
Holzbearbeitung	74
Holzverarbeitung	410
Papiererzeugung und -verarbeitung	227
Druckereien, Vervielfältigung	0
Chemische Industrie	56
Gummiverarbeitung	94
Herstellung von Kunststoffwaren	497
Herstellung und Verarbeitung von Glas und Feinkeramik	27
Verarbeitung von Steinen und Erden	35
Herstellung von Metallerzeugnissen	329
Herstellung von Eisen-, Blech und Metallwaren	160
Maschinenbau	574
EDV-Anlagen, Elektrotechnik, Feinmechanik, Optik	1.111
Fahrzeug- und Stahlbau	447
Herstellung von Musikinstrumenten, Spiel- und Schreibwaren	7

Tab. A-9 Beschäftigte im Sektor Industrie (GT, 1998)

Datenbasis: Tab. A-6 (S. A-12) / Ziolk et al., 1996, S. 79 - 132

GHD-Bedarfskennwerte

Die Bedarfskennwerten für Endenergie nach Geiger/Gruber/Megele werden berechnet, indem der Gesamtverbrauch in Deutschland je Branche und Verwendungszweck durch die Beschäftigtenzahl je Branche geteilt wird.⁴⁷⁰ Zusätzlich erfolgt eine geringfügige Aggregation mit der Vernachlässigung des Brennstoffverbrauchs zur Krafterzeugung (Auftreten in nur zwei Branchen mit jeweils einem Prozent) und der Zusammenfassung von Prozeßwärme und Prozeßkälte. Die Aufteilung in Verwendungszwecke ist bis auf die Einordnung des Warmwasserbedarfs in den Prozeßwärmebedarf identisch mit der in dieser Arbeit verwendeten Zuordnung (s. Kap. 3.2.4, S. 72).

Branche	Strom					Brennstoffe	
	Raum- heizung	Prozeß- wärme	Kraft	Beleuch- tung	Kommuni- kation	Raum- heizung	Prozeß- wärme
	[kWh/a*Beschäftigtem]						
Landwirtschaft - Beschäftigte	0	1.851	3.147	1.111	62	17.897	7.670
Baugewerbe	66	41	404	214	99	4.502	1.125
Elektro- und Metallgewerbe	24	291	1.383	583	121	8.589	266
Holzgewerbe	228	228	2.278	423	98	17.691	2.644
Papier und Druck	162	81	2.515	974	284	12.481	255
Verlagsgewerbe	0	53	1.013	1.200	427	3.811	78

⁴⁷⁰ vgl. Geiger/Gruber/Megele, 1999, S. 68f (Anteile), S. 330 (Beschäftigte)

Bekleidung	60	716	3.403	1.433	298	29.982	927
Wäschereien und Chemisch-Reinigungen	209	2.860	2.860	837	209	5.486	33.700
Bäckereien und Konditoreien	61	3.546	1.590	856	122	5.742	25.295
Fleischereien	70	3.503	1.892	1.121	350	5.941	8.694
Sonstiges Nahrungsmittelgewerbe	0	933	1.033	900	433	12.278	2.167
Einzelhandel	127	1.102	932	1.780	339	11.351	232
Großhandel	45	899	809	2.112	629	9.541	830
Handelsvermittlungen	45	896	806	2.106	627	9.531	829
Kfz-Gewerbe (Handel)	160	607	1.310	863	256	12.931	681
Gaststätten	234	3.746	878	936	117	11.336	2.659
Beherbergungsgewerbe	0	4.040	2.112	2.846	184	23.444	7.403
Kreditinstitute und Versicherungen	81	566	593	916	566	6.671	278
Dienstleistungen und freie Berufe	68	81	420	569	217	5.298	589
Organisationen ohne Erwerbszweck, Heime	25	764	433	1.121	204	13.000	1.607
Gebietskörperschaften und Sozialversicherungen	43	100	313	754	227	7.548	154
Post	65	326	326	635	277	3.230	170
Deutsche Bahn	0	566	1.699	1.375	4.450	34.459	1.814
Flughäfen	102	305	5.795	3.253	813	9.000	1.000
Speditionen	47	0	233	163	23	950	50
Zusätzlicher Indikator:							
Krankenhäuser (Planbetten)	0	2.927	1.876	2.252	375	22.487	2.360

Tab. A-10 Kennwerte für den Energiebedarf GHD (Basisjahr 1994)

Quelle: Geiger/Gruber/Megele, 1999, S. 68f (Anteile), S. 330 (Beschäftigte)

Jeder dieser Kennwerte wird mit der entsprechenden Beschäftigtenzahl (s. Tab. A-8, S. A-14) multipliziert. Die Addition der Branchenwerte ergibt den Energiebedarf des Sektors GHD je Verwendungszweck (s. Tab. 8, S. 96).

Industrie-Bedarfskennwerte

Die Bedarfskennwerte für Endenergie der Industrie stammen aus dem Bericht „Spezifische Kennzahlen zur Abbildung der Energie- und Leistungsnachfrage typischer Energieanwender im Expertensystem HERAKLES“ von Ziolk et al.⁴⁷¹ Es werden nur die Branchen dargestellt, die in Gütersloh auftreten. Weiterhin sind einige Verwendungszwecke zusammengefaßt: Elektrolyse wird zu Kraft geschlagen, da erstere nur in der Chemischen Industrie erforderlich ist und in beiden Fällen der gleiche Energieträger genutzt wird. Weiterhin wird die Prozeßwärme statt in vier Stufen nur in zwei unterteilt: Niedertemperatur-Prozeßwärme (NT) enthält den Temperaturbereich unter 500°C, während als Hochtemperatur-Prozeßwärme (HT) höhere Temperaturen angesehen werden. Die Unterscheidung basiert auf der Behandlung der Temperaturstufen bei Ziolk als regulär zu erzeugende Nutzenergie (NT-Prozeßwärme) oder als spezielle Prozesse (HT-Prozeßwärme).⁴⁷² Die Angaben sind in Anteile umgerechnet (s. Tab. A-11).

Weiterhin stellt Tab. A-11 den Gesamtverbrauch an Endenergie pro Jahr und Beschäftigtem für NRW im Jahr 1998 dar. Dieser Wert wurde aus den Beschäftigtenzahlen je Bran-

⁴⁷¹ vgl. Ziolk et al, 1996, S. 76 - 132⁴⁷² vgl. Ziolk et al, 1996, S. 68f

che⁴⁷³ und dem Primärenergieverbrauch einschließlich der Rohstoffe zur Stromerzeugung und zur nicht-energetischen Verwendung⁴⁷⁴ errechnet. Es handelt sich dabei um die Brennstoffmenge, die die Unternehmen erworben haben, also um Endenergie in der hier verwendeten Einteilung.⁴⁷⁵ Für die chemische Industrie muß auf den Gesamtverbrauch für 1992 nach Gernhardt⁴⁷⁶ zurückgegriffen werden, da diese Branche erhebliche Öl- und Gasmen-gen zur chemischen Umwandlung nutzt. Die übrige nicht-energetische Verwendung und die Stromerzeugung in der Industrie wird vernachlässigt. Teilweise ist die Branchendifferenzierung bei Ziolek feiner als im Statistischen Jahrbuch NRW, so daß Gesamtverbrauchswerte in zwei Branchen verwendet werden.

IHG*	Branche	Gesamt- verbrauch 1998	Raum- wärme	Warm- wasser	NT-Prozess- wärme	HT-Prozess- wärme	Kraft/ Elektro- lyse	Licht	Komm- nikation
		[kWh/a*B.]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]
4	Nahrungs- und Genußmittel	97.433	16,7	0,7	64,0	-	16,3	1,5	0,8
3	Herstellung von Textil- und Bekleidungsstücken	70.013	26,7	1,6	52,0	-	18,2	1,0	0,5
1	Holzbearbeitung	67.426	3,5	0,5	66,0	-	28,0	1,4	0,6
3	Holzverarbeitung	67.426	15,0	0,8	41,0	-	39,9	2,2	1,1
1	Zellstoff-, Holzschliff-, Papier- und Druckwaren	328.116	6,8	0,3	64,4	-	27,1	0,9	0,5
1	Chemische Industrie	319.450	5,5	0,2	34,5	31,8	27,1	0,6	0,3
1	Gummiverarbeitung	52.395	9,5	0,4	59,0	-	29,6	1,1	0,5
3	Herstellung von Kunststoffwaren	52.395	14,3	0,6	40,4	-	41,3	2,3	1,1
3	Herstellung und Verarbeitung von Glas und Feinkeramik	505.345	6,0	0,3	2,1	76,2	14,2	0,8	0,4
1	Verarbeitung von Steinen und Erden	505.345	4,2	0,2	5,7	76,9	12,4	0,4	0,2
1	Herstellung von Metallerzeugnissen	45.328	2,7	0,2	29,1	29,1	37,8	0,7	0,4
2	Herstellung von Eisen-, Blech und Metallwaren	45.328	30,0	5,0	23,1	10,7	25,6	3,7	1,9
2	Maschinenbau	20.489	30,0	5,0	23,1	10,7	25,6	3,7	1,9
2	EDV-Anlagen, Elektrotechnik, Feinmechanik, Optik	22.617	30,0	5,0	23,1	10,7	25,6	3,7	1,9
2	Fahrzeug- und Stahlbau	43.699	30,0	5,0	23,1	10,7	25,6	3,7	1,9
3	Herstellung von Musikinstrumenten, Spiel- und Schreibwaren	18.125	21,5	0,6	32,4	14,9	27,8	2,3	0,5

* IHG = Industriehauptgruppe

Tab. A-11 Kennwerte für den Energiebedarf Industrie (Basisjahr 1992 bzw. 1998)

Quellen: LDS, 1999 A, S. 310-313; 320ff (Gesamt-Verbrauch je Beschäftigtem)
Ziolek et al, 1996, S. 76 - 132 / Gernhardt, 1996, S. 20 (Verwendungszweck-Anteile)

Tab. A-11 stellt zusätzlich die Zuordnung der Branchen zu den Industriehauptgruppen (IHG) dar. Die vier Industriehauptgruppen Grundstoffindustrie (1), Investitionsgüterindu-

⁴⁷³ vgl. LDS, 1999 A, S. 313f

⁴⁷⁴ vgl. LDS, 1999 A, S. 320ff

⁴⁷⁵ Herr Troost (LDS), mündl. Auskunft, Juni 2000

⁴⁷⁶ vgl. Gernhardt, 1996, S. 20

strie (2), Verbrauchsgüterindustrie (3) und Nahrungsmittelindustrie (4) werden durch die Ziffern vor dem Branchennamen zugeordnet.

Die Zusammenfassung der berechneten Bedarfswerte erfolgt über die Zwischenstufe der Industriehauptgruppen. Diese spielen für den Verbrauch keine Rolle und werden daher nicht dargestellt. Sie werden später als Grundlage für die Ableitung von Reduktionspotentialen benötigt.⁴⁷⁷

Witterungsbereinigung GHD/Industrie

Die Witterungsbereinigung muß vor der Hochrechnung des differenzierten Bedarfs erfolgen, damit die Relationen zwischen den Verwendungszwecken nicht durch eine spätere Witterungsbereinigung verfälscht werden.

Nahwärme- und Heizstromverbrauch werden vollständig witterungsbereinigt (s. Kap. 4.1.4, S. 88), da diese Energieträger ausschließlich zur Raumwärmeerzeugung genutzt werden. Der Heizölverbrauch wird nicht witterungsbereinigt, da es sich ohnehin nur um einen groben Schätzwert handelt. Die Witterungsbereinigung des Erdgasverbrauchs ist komplexer, da nur ein Teil der Erdgasmenge zur Raumwärmeerzeugung genutzt wird. Entsprechend erfaßt die Witterungsbereinigung auch nur einen Teil der Erdgasmenge.⁴⁷⁸ Dieser Anteil entspricht dem Anteil des Raumwärmebedarfs am Brennstoffbedarf jeweils für beide Sektoren GHD und Industrie: $(256.413 + 63.511) / (324.161 + 292.114) = 51,91\%$. Der witterungsbereinigte Erdgasverbrauch von 855.688 MWh/a statt 816.635 MWh/a (unbereinigt) geht in die Hochrechnung ein.

Korrekturfaktor zur Hochrechnung des Brennstoff- und des Strombedarfs

Dieser Faktor dient zur Hochrechnung des differenzierten Bedarfs (s. Abb. 17, S. 95 und Abb. 18, S. 97) auf den bekannten Gesamtverbrauch. Da der Gesamtverbrauch von GHD und Industrie für beide Sektoren gemeinsam gilt (s. Kap. 4.2.1 S. 90), ist als Vergleichswert die Summe der Bedarfe beider Sektoren zu verwenden. Die getrennte Hochrechnung beider Bedarfe trennt gleichzeitig die Verbrauchsmengen der Sektoren voneinander. Die Hochrechnung erfolgt einzeln für Brennstoffe und Strom (s. Tab. A-12).

	Brennstoffe	Strom
	[MWh/a]	[MWh/a]
Gesamtbedarf	616.275	204.772
Gesamtverbrauch	958.532	230.145
Korrekturfaktor	1,5554	1,1239

Tab. A-12 Korrekturfaktoren zur Hochrechnung des differenzierten Bedarfs (GT, 1998)

Quelle: eigene Berechnung

Insgesamt unterschreitet der berechnete Brennstoffbedarf den Brennstoffverbrauch um gut ein Drittel, der Stromverbrauch um ca. 10%. Da keine anderen Anhaltspunkte bestehen, wird der berechnete Bedarf um die entsprechenden Faktoren jeweils für Brennstoffe und Strom hochgerechnet.

⁴⁷⁷ vgl. Enquete-Kommission, 1994, S. 145 / Ziolek et al, 1996, S. 68f

⁴⁷⁸ Rechentechnisch ist es einfacher, den Witterungsbereinigungsfaktor entsprechend zu reduzieren.

Zu 4.2.3 Berechnung der Emissionen aus dem Energieverbrauch

Zu diesem Kapitel werden im Anhang vor allem Datengrundlagen bereitgestellt.

Emissionsfaktoren für Brennstoffe

	Emission bei Verbrennung	Emission aus Vorprozessen
	[kg/MWh]	[kg/MWh]
Erdgas (Niederdruck)	179,00	16,64
Heizöl L / EL	250,17	32,71
Steinkohle (Koks)	319,96	-2,96
Steinkohle (Brikett)	336,18	15,73
Holz (Restholz, regenerativ)	-	10,30

Tab. A-13 Endenergie-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffen und industrielles Restholz

Quelle: Rausch/Fritsche, 2000 (Produkte: „Erdgas D-HH&KV“, „Öl-leicht-D-HH/KV“, „Steinkohle-D-Koks“, „Steinkohle-D-Brikett“) (Emission bei der Verbrennung)
(Prozesse⁴⁷⁹: „Pipeline\Gas-D-lokal“, „Raffinerie/Öl-leicht-D“, „Fabrik\StK-Koks-D“, „Fabrik\StK-Brikett-D“, „Fabrik\Holz-HS-D-grob“) (Emission aus Vorprozessen)

Es werden nur fossile CO₂-Emissionen berechnet. Die Verbrennung von regenerativen Brennstoffen verursacht daher keine Emissionen bei der Verbrennung. Die negativen Emissionen aus Vorprozessen bei Steinkohle (Koks) entstehen rechnerisch, da bei der Koks-Produktion mehr nutzbare Energie entsteht als verbraucht wird. Die zusätzliche Energie erhält als Gutschrift die Emissionsmenge, die bei konventioneller Erzeugung dieser Energiemenge entstanden worden wäre.

Die Nutzung von Restholz durch ein Großunternehmen wird als CO₂-neutral betrachtet. Falls dabei verunreinigte Bestandteile enthalten sind, wird dies durch eine Regelung der CO₂-Minderungsselbstverpflichtung gedeckt, derzufolge industrielle Reststoffe als emissionsfreie Brennstoffe anerkannt werden.⁴⁸⁰

⁴⁷⁹ Gewählt wird der letzte Prozeß vor der Auslieferung, da die Übersichtsszenarien im Datensatz vom 6.9.2000 nicht funktionieren.

⁴⁸⁰ vgl. Prognos AG, 2000, S. 430

Stromerzeugungsstruktur Gütersloh

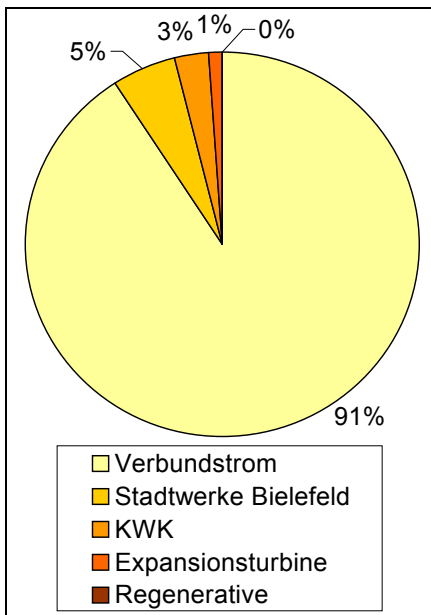


Abb. A-1 Stromeinspeisung in das Gütersloher Stromnetz (GT, 1998)

Datenquelle: Tab. A-14 (S. A-20)

Die folgende Tabelle umfaßt sämtlichen in Gütersloh erzeugten und eingeführten Strom mit Ausnahme des Eigenverbrauchs bei Betreibern kleiner Blockheizkraftwerke. Letzterer spielt nur eine geringe Rolle und konnte mangels Informationen über die Betreiber nicht ermittelt werden. Weiterhin kann nicht ausgeschlossen werden, daß einzelne Unternehmen Anlagen ausschließlich für den Eigenverbrauch betreiben. Diese wären ebenfalls übersehen worden. Die regenerative Stromerzeugung ist höchstwahrscheinlich vollständig erfaßt, da der Eigenverbrauch durch die kostendeckende Vergütung der SWG finanziell nachteilig ist. Neben der Gesamtmenge für Gütersloh wird in Tab. A-14 der Strommix aufgeführt, der ins Stromnetz der Stadtwerke eingespeist wird und zur öffentlichen Stromversorgung dient.

Strommenge	Lieferung aus dem Verbundnetz	Lieferung Stadtwerke Bielefeld	Erzeugung in KWK	Erdgasexpansionsturbine	regenerative Erzeugung
	[MWh/a]	[MWh/a]	[MWh/a]	[MWh/a]	[MWh/a]
Gesamter, in Gütersloh verwendeter Strom	502.500	25.770	134.310	4.862	658
Einspeisung ins Stromnetz	435.100	25.770	12.689	4.862	658

Tab. A-14 Struktur der Stromeinspeisung (GT, 1998)

Datenbasis: SWG, 1999 A, S. 11, 14 / Miele & Cie, 2000, S. 24 / Frau Feldotto (SWG), mündl. Auskunft, Mai 2000 / Bertelsmann AG, 2000 / O. Maasjost (Pfleiderer AG), schriftl. Auskunft, Mai 2000

Emissionsfaktoren der Strom- und Nahwärmeerzeugung

Folgende Emissionsfaktoren bilden die Grundlage für den Gütersloher Strommix:

Stromquelle/ Herstellungsanlage	Emission aus Vorprozessen
	[kg/MWh]
1 Kraftwerkspark Westdeutschland 1998 (Verbundnetz)	616,21
2 Stadtwerke Bielefeld	426,77
3 Wasserkraft (Kleinanlage)	1,37
4 Windkraft	18,44
5 Photovoltaik	105,59
6 Erdgas-Expansionsturbine (Emission aus Gasbeheizung)	234,11
7 KWK-Anlagen der SWG (gasbetrieben)	238,05
8 KWK Großunternehmen 1 (gasbetrieben)	327,57
9 KWK Großunternehmen 2 (Kohle- und Holz-betrieben)	49,64

Tab. A-15 Endenergie-Emissionsfaktoren für Strom und Nahwärme (GT, 1998)

Quellen: Rausch/Fritsche, 1999 (Szenarien „Energie: Strom einzeln“ Opt.: El-KW-Park-West) (Zeile 1) / Stadtwerke Bielefeld, schriftl. Auskunft, März 2000 (Zeile 2) / Rausch/Fritsche, 2000 (Prozesse: „Wasser-KW-klein-D“) (Zeile 3), (Szenarien „Energie: Strom in D - einzeln“) (Zeile 4 - 5)

Die Emissionsfaktoren unterhalb der Trennlinie (Zeile 6 - 9) sind aus dem Brennstoffverbrauch der Anlagen speziell für 1998 berechnet worden. Dazu wird der Brennstoffverbrauch je Anlage mit dem entsprechenden Emissionsfaktor (s. Tab. A-13, S. A-19) multipliziert und die errechnete Emissionsmenge auf die erzeugte Energiemenge umgelegt. Wie in Kap. 4.1.4. (S. 88) erläutert, werden die Emissionen gleichrangig auf Nahwärme und Strom verteilt. Daher wird die beschriebene Berechnungsweise auch für Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen genutzt. Im Gegensatz zu den übrigen Kennwerten gehen damit hier keine Emissionen aus der Herstellung der Umwandlungsanlagen ein. Diese sind jedoch üblicherweise sehr klein.

Aggregation

Zur Ermittlung des Netzstrommixes wird die Summe der Emissionen für den eingespeisten Strom berechnet. Diese wird durch die abgegebene Strommenge dividiert. Somit ist auch der Netzverlust (Differenz zwischen eingespeister und abgegebener Strommenge) auf den Verbrauch umgelegt. Der Strommix der Großunternehmen wird ebenso berechnet. Die unterschiedlichen Nahwärme-Emissionsfaktoren werden nicht zu einem Mix verrechnet, da jeder Verbraucher nur aus einer Quelle versorgt wird. Die Nahwärmequellen sind nicht zu einem Netz verbunden.

	Emission aus Vorprozessen [kg/MWh]
Netzstrommix Gütersloh: Haushalte, GHD, Industrie	606,09
Strommix Großunternehmen (Überschneidung mit Netzstrom)	469,19

Tab. A-16 Endenergie-Emissionsfaktoren Strom für verschiedene Verbraucher (GT, 1998)

Datenbasis: Ausgangsdaten von Tab. A-14 (S. A-20) / Tab. A-15 (S. A-20)

Zu 4.2.4 Zusammenfassung und Bewertung der Bestandsaufnahme

Insgesamt besteht der Energieverbrauch in Gütersloh aus folgenden Bestandteilen:

		Haushalte	GHD	Industrie	Großunternehmen	Stadt/ SWG	Summe
Energiemenge	[GWh]	1.094	612	576	803	83	3.168
Emissionsmenge	[1.000 t CO ₂]	302	169	167	217	28	882

Tab. A-17 Energieverbrauch und Emissionen nach Sektoren (GT, 1998)

Datenbasis: Tab. 4 (S. 92) / Tab. A-13 (S. A-19) / Tab. A-15 (S. A-20) / Tab. A-16 (S. A-21) / Tab. A-18 (S. A-22) / Tab. A-19 (S. A-22)

Tab. A-18 faßt die Einzeldaten aus Kapitel 4 zu einer Übersicht zusammen.

		Raumwärme	Warmwasser	Prozeßwärme	Kraft	Beleuchtung	Kommunikation
		[MWh/a]	[MWh/a]	[MWh/a]	[MWh/a]	[MWh/a]	[MWh/a]
Strom	Haushalte	14.812	21.320	40.513	39.337	13.262	13.008
	GHD	4.523	-	25.960	33.699	35.303	8.619
	Industrie	-	-	-	110.973	7.312	3.755
Erdgas	Haushalte	566.408	45.471	3.439	-	-	-
	GHD	368.659	-	82.773	-	-	-
	Industrie	85.899	7.516	310.841	-	-	-

Heizöl	Haushalte	305.078	27.017	-	-	-	-
	GHD	43.083	-	9.673	-	-	-
	Industrie	10.039	878	36.326	-	-	-
Kohle	Haushalte	3.599	-	-	-	-	-
Nahwärme	Industrie	2.845	-	-	-	-	-
Sonst.	Haushalte	844	-	-	-	-	-
gesamt		1.405.788	102.203	509.525	184.009	55.877	25.382

Tab. A-18 Gesamtverbrauch Endenergie, detailliert (GT, 1998)

Datenquelle: Tab. 7 (S. 95), Tab. 9 (S. 96), Tab. 11 (S. 98)

Folgende Tabelle enthält die Detailverbräuche und bildet die Grundlage für das technische Reduktionspotential (s. Tab. A-19).

		Raumwärme	Warmwasser	Prozeßwärme	Kraft	Beleuchtung	Kommunikation
		[t CO ₂]	[t CO ₂]	[t CO ₂]	[t CO ₂]	[t CO ₂]	[t CO ₂]
Strom	Haushalte	8.977	12.922	24.554	23.842	8.038	7.884
	GHD	2.742	-	15.734	20.425	21.397	5.224
	Industrie	-	-	-	67.260	4.432	2.276
Erdgas	Haushalte	110.812	8.896	673	-	-	-
	GHD	72.124	-	16.194	-	-	-
	Industrie	16.805	1.470	60.813	-	-	-
Heizöl	Haushalte	86.299	7.643	-	-	-	-
	GHD	12.187	-	2.736	-	-	-
	Industrie	2.840	248	10.276	-	-	-
Kohle	Haushalte	1.266	-	-	-	-	-
Nahwärme	Industrie	932	-	-	-	-	-
gesamt		314.985	31.179	130.980	111.526	33.866	15.384

Tab. A-19 Emissionen aus dem Energieverbrauch, detailliert (GT, 1998)

Datenbasis: Tab. A-18 (S. A-22) / Tab. A-13 (S. A-19) / Tab. A-15 (S. A-20) / Tab. A-16 (S. A-21)

Insgesamt werden 638.000 t CO₂/a von den bearbeiteten Sektoren emittiert. Der sonstige Verbrauch des Sektors Haushalte wird vernachlässigt, da diesem keine Emissionen zugeordnet werden können.

Zu Kapitel 4.3 Abschätzung der technischen Reduktionspotentiale

Die maximale Abnahmemenge für ersetzbare Energien ist ein allgemein relevanter Abschnitt. Danach werden Daten und Berechnungen zu den einzelnen Handlungsfeldern aufgeführt. Teilweise wird dort auf den Anhang zum mobilisierbaren Potential verwiesen.

Begrenzung der Abnahmemengen für Primär- und Endenergie

Einige Handlungsfelder berechnen eine alternativ erzeugbare Energiemenge in Gütersloh. Für diese gilt generell, daß die erzeugbare Energie auch von den Verbrauchern abgenommen werden muß. Dies wird bis zu der hier definierten Abnahmemenge pauschal angenommen. Diese Obergrenze ist - entsprechend dem Anspruch eines technischen Potentials

- technisch begründet. Sie wird für die Endenergieträger Elektrizität und Nahwärme einzeln abgeschätzt.

Maximale Abnahmemenge Elektrizität

Von den hier behandelten Sektoren wurden 1998 insgesamt rund 372 GWh Strom verbraucht. Diese ist im Prinzip die Ausgangsposition für die Abschätzung der maximalen Abnahmemenge. Allerdings ist es - angesichts des Ziels kommunale Handlungspotentiale zu ermitteln - sinnvoll, den Einfluß aus der Stromversorgung insgesamt zu behandeln. Strukturell wäre die Beschränkung auf die hier analysierten gut 75% der Abnehmer widersinnig, da Maßnahmen stets die gesamte Stromversorgung betreffen. Daher werden die Handlungsfelder vor der Endenergiestufe (also in der Primärenergie und Primärenergie-Umwandlung) auf den kompletten Strombezug der Stadtwerke bezogen. Dies waren 1998 knapp 480 GWh (s. Tab. A-14). In der Bewertung des Potentials ist allerdings zu berücksichtigen, daß die Handlungsfelder in den genannten Umwandlungsstufen knapp ein Viertel höher sind als bei einer reinen Analyse der Sektoren Haushalte, GHD und Industrie wie in den übrigen Handlungsfeldern.

Von dieser Strommenge sind rund 4% in effizienteren Prozessen hergestellt worden (vgl. Tab. A-14 und Tab. A-15). Diese werden nicht als ersetzbar behandelt, um die Berechnung von Reduktionspotentialen zu vereinfachen. Die effiziente Erzeugung dieser Bestandteile erlaubt nur noch geringe weitere Einsparungen, so daß das übersehene Potential sehr gering ist (unter 2%). Ersetzbar sind somit rund 460 GWh/a.

Für die Stromerzeugung aus Photovoltaik und Windenergie gilt eine verschärfte Begrenzung der Abnahmemenge, da die beide Energieträger witterungsabhängig sind. Kaltschmitt/Fischedick⁴⁸¹ haben die Lastgänge im Jahres- sowie Tagesgang analysiert und halten eine Einbindung von maximal 20% für weitgehend verlustfrei, wobei die Stromerzeugung bereits ab einem Anteil von 10% im Sommer punktuell den Verbrauch zu übersteigen beginnt. Daher wird ein Grenzwert von 20% des Strombezugs der Stadtwerke für Strom aus Photovoltaik und Windenergie festgesetzt.

Maximale Abnahmemenge Nahwärme

Einige Handlungsfelder sehen die Erzeugung von Niedertemperatur-Wärme (NT-Wärme) vor. Im Gegensatz zur Definition des Begriffs in der Industrie wird hier darunter Wärme mit unter 150°C verstanden. Meist liegt das Temperaturniveau etwa bei 100°C. Als Endenergie wird dafür der Begriff Nahwärme verwendet. Es wird pauschal angenommen, daß Nahwärme nur zur Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser eingesetzt wird, da Prozeßwärme teilweise auch in höheren Temperaturen benötigt wird. Aus dem Verbrauch für diese Verwendungszwecke kann aus typischen Nutzungsgraden (s. Tab. A-41, S. A-42) der Nutzenergieverbrauch berechnet werden. Dieser liegt für die drei analysierten Sektoren bei rund 1.185.000 MWh/a.

⁴⁸¹ vgl. Kaltschmitt/Fischedick, 1995, S. 204 - 208

Ein vollständiger Ersatz dieses Verbrauchs ist nicht möglich, da dies den Anschluß jedes Verbrauchers an ein Nahwärmenetz voraussetzt. Mit einem Abschlag von rund 20% sind die abgelegenen Verbraucher sicher aus der Gesamtmenge ausgeschieden, deren Versorgung wegen hoher Leitungsverluste auch ökologisch unsinnig wäre. Dieser Abschlag wurde eher großzügig geschätzt.

Maximale Abnahmemenge Endenergie Strom	Reduzierte Strommenge für Photovoltaik und Windenergie	Maximale Abnahmemenge Nutzenergie NT-Wärme
[MWh/a]	[MWh/a]	[MWh/a]
460.000	95.000	950.000

Tab. A-20 Maximale Abnahmemengen für Elektrizität und Nahwärme (GT, 1998)

Quelle: eigene Berechnung

Emissionsfaktoren der ersetzbaren Energien

Der CO₂-Emissionsfaktor für die maximale Abnahmemenge wird aus den Emissionsfaktoren für den Strombezug berechnet, dem Verbundnetz und den Stadtwerken Bielefeld (s. Tab. A-15, S. A-20). Er beträgt 605,62 kg CO₂/MWh Endenergie. Der Faktor ist etwas niedriger als der Emissionsfaktor für den Stromverbrauch, da die Netzverluste im örtlichen Stromnetz nicht enthalten sind.

Soweit die Nutzenergie NT-Wärme ersetzt wird, ist ein durchschnittlicher Emissionsfaktor für diese Energie erforderlich, um das Reduktionspotential zu quantifizieren. Dazu wird die Emission der genannten Verwendungszwecke (s. Tab. A-19) summiert und durch die oben benannte Nutzenergiemenge dividiert. Der Emissionsfaktor beträgt 291,92 kg CO₂/MWh Nutzenergie. Er repräsentiert die durchschnittliche Raumwärme- und Warmwassererzeugung in Gütersloh über alle Brennstoffe hinweg.

Ersetzbarer Strom (Endenergie)	605,62	kg CO ₂ /MWh
NT-Wärme (Nutzenergie)	291,92	kg CO ₂ /MWh

Tab. A-21 Emissionsfaktoren für ersetzten Strom und Nahwärme (GT, 1998)

Datenbasis: Tab. A-14 (S. A-20) / Tab. A-15 (S. A-20) / Tab. A-18 (S. A-22) / Tab. A-19 (S. A-22) / Tab. A-41 (S. A-42)

Die im Rahmen der Potentialermittlung berechnete Nahwärmeerzeugung bezieht sich auf Endenergie. Diese ist zur Berechnung der Emissionsreduktion auf Nutzenergie umzurechnen. Dazu werden folgende, einheitliche Faktoren verwendet: für die Umwandlung der potentiell zu erzeugenden Endenergie Nahwärme in die Nutzenergie NT-Wärme wird ein pauschaler Nutzungsgrad von 87,3% angenommen, der sich einerseits den Verlust der Wärmeübergabestation zusammensetzt (96% Nutzungsgrad)⁴⁸² und andererseits einen Leitungsverlust von 9% enthält,⁴⁸³ der ein durchschnittliches kleines Nahwärmenetz repräsentiert.

⁴⁸² vgl. Gernhardt, 1995, S. 87

⁴⁸³ vgl. Rausch/Fritsche, 2000 (Prozesse: „Netz\Nahwärme-D-mix“ (Kommentar))

Zu 4.3.2 PE - Regenerative Energien

Zunächst werden die Emissionsfaktoren für die eingesetzten regenerativen Energieträger dargestellt. Sofern Daten aus „Prozessen“ verwendet wurden, enthalten auch diese die Vorprozesse. Der Emissionsfaktor für Holz-Hackschnitzel gilt für den Anbau von Energiepflanzen und spiegelt die dabei anfallenden Emissionen. Er unterscheidet sich vom Emissionsfaktor für Hackschnitzel aus industriellem Restholz (s. Tab. A-13, S. A-19), da für industrielles Restholz kein Anbauaufwand anfällt.

	Solarthermie	Photovoltaik	Windenergie	Holz-Hackschnitzel	Strohfeuerung im Heizwerk
	[kg CO ₂ /MWh]	[kg CO ₂ /MWh]	[kg CO ₂ /MWh]	[kg CO ₂ /MWh]	[kg CO ₂ /MWh]
Emissionsfaktor	40,55	105,59	18,44	14,48	13,47

Tab. A-22 Endenergie-Emissionsfaktoren für regenerative Energien (Vorprozesse)

Quellen:⁴⁸⁴ Rausch/Fritsche, 1999 (Prozesse: „SolarKollektor-Cu“), Rausch/Fritsche, 2000 (Prozesse: „Stroh-Heizwerk-D“, „Fabrik\Holz-HS-D-Kurzumtrieb“), (Szenarien: „Energie: Strom in D - einzeln“, Option: PV-multi, Windpark mittelgroß)

Solarthermie

Erzeugbare Energiemenge

Gemäß dem Forschungsprojekt an der Ruhr-Universität Bochum⁴⁸⁵ können 162.700 MWh/a Nahwärme durch thermische Solarenergienutzung auf den Dächern und an Fassaden von Wohngebäuden gewonnen werden. Die Hochrechnung basiert auf der Annahme, daß der zusätzlich Neubau in etwa die gleiche Dachstruktur hat wie der Bestand. Als Faktor wird die relative Zunahme der Anzahl der Wohngebäude in Gütersloh von 1990 bis 1997 verwendet: 1,0963.⁴⁸⁶ Hochgerechnet ergibt sich ein Gesamtpotential von rund 180.000 MWh_{th}/a Endenergie Nahwärme.

Reduktionspotential

Das Reduktionspotential wird durch die Multiplikation der erzeugten Energiemenge mit der Differenz der Emissionsfaktoren errechnet. Der Emissionsfaktor für die Vorprozesse solarthermisch gewonnener Energie (s. Tab. A-22) bezieht sich auf Endenergie und wird deswegen mit dem oben erwähnten Nutzungsgrad für Nahwärmeübergabestationen⁴⁸⁷ in Nutzenergie umgerechnet. Die Differenz zur durchschnittlichen Nutzwärme-Emission (Tab. A-21) wird mit der potentiell erzeugbaren Nutzenergiemenge multipliziert.

Photovoltaik

Folgende Daten werden aus dem Forschungsprojekt an der Ruhr-Universität Bochum⁴⁸⁸ übernommen (s. Tab. A-23, Zeile 1 bis 3). Die Energieerzeugung auf Wohngebäuden wird ebenso wie in der Solarthermie über den Neubaufaktor hochgerechnet. Bei den landwirt-

⁴⁸⁴ Teilweise müssen ältere Daten oder Daten aus den Prozessen verwendet werden, da GEMIS 4.0 diese nicht enthält bzw. der Datensatz defekt ist (Version vom 6.9.2000).

⁴⁸⁵ vgl. Unger/Mohr/Gernhardt, 1995

⁴⁸⁶ vgl. Deutscher Städtetag, 1991, S. 306 und 1998, S. 344: 17.655 Gebäude (31.12.1990) und 19.536 Gebäude (31.12.1997)

⁴⁸⁷ Übergabestationen werden nicht für Hausanlagen benötigt.

⁴⁸⁸ vgl. Unger/Mohr/Gernhardt, 1995

schaftlichen Flächen ist eine grundsätzliche Anpassung erforderlich. Im Forschungsprojekt wird der Anteil nutzbarer landwirtschaftlicher Flächen auf ein Zehntel der möglichen Fläche festgesetzt, um Nutzungskonflikte mit der bestehenden Nutzung (Landwirtschaft) zu vermeiden. Da in diesem Ansatz entsprechende potentielle Nutzungskonflikte erst im mobilisierbaren Potential thematisiert werden, ist hier die gesamte mögliche Fläche einzubeziehen. Ungeeignete Teilflächen sind bereits in den Ausgangsdaten aus Bochum ausgeschlossen (ca. 120 ha). Bis 1998 hat sich die Größe der landwirtschaftlichen Fläche nicht wesentlich verändert.⁴⁸⁹ Daher ist keine zusätzliche Anpassung erforderlich.

Die „sonstigen Flächen“ umfassen Teile der Verkehrsfläche, Betriebsflächen und Flächen anderer Nutzung. Diese Flächen im Siedlungsbereich werden entsprechend pauschaler Anteile auf nutzbare Flächen reduziert. Eine Hochrechnung ist nicht sinnvoll, da es sich um sachliche Einschränkungen handelt. Eine Aktualisierung ist zu aufwendig, da es sich um einen untergeordneten Bestandteil handelt und keine aktuellen, derart stark differenzierten Daten vorliegen.

		Wohn- gebäude	Landwirtschaftliche Flächen	Sonstige Flächen	
1	Gebäudeungebundene Flächen 1990	[ha]	-	6.311,46	57,15
2	Nutzbare Fläche 1990	[ha]	-	63,11	13,92
3	Erzeugbare Strommenge	[MWh/a]	80.610	20.440	4.500
4	Faktor		1,0963	10	1
5	Verwendetes Potential	[MWh/a]	89.200	204.400	4.500

Tab. A-23 Potentiell erzeugbare Strommenge durch Photovoltaik (GT, 1998)

Quelle: Unger/Mohr/Gernhardt, 1995 (Zeile 1 bis 3)

Angeht die Höhe des abgeschätzten Potentials greift die maximale Abnahmemenge für die verwendbare Strommenge aus Photovoltaik und bildet das technische Potential.

Windenergie

Das Windenergiepotential wird bei Mohr mit 0 bis 0,5 Prozent des Gesamtenergiebedarfs angegeben.⁴⁹⁰ Die Angabe bezieht sich auf Endenergie. Mangels weiterer konkreter Hinweise wäre ein Anteil von 0,25% des Gesamtenergiebedarfs anzunehmen. Allerdings hat sich die Anlagentechnik seit der Analyse stark verbessert. Inzwischen sind statt der zugrundeliegenden 500 kW-Anlagen 1,5 MW-Anlagen die obere Leistungsgrenze marktüblicher Anlagen, wobei diese weiter steigt.⁴⁹¹ Trotz höherer erforderlicher Abstände steigt der Ertrag pro Fläche deutlich an. Dementsprechend wird der obere angegeben Grenzwert des Deckungsgrades verwendet. 0,5% des gesamten Endenergieverbrauchs von Gütersloh (s. Tab. A-17) entsprechen einer Stromerzeugung von etwa 15.800 MWh/a.

⁴⁸⁹ T. Fredriksen (Stadt GT), mündl. Auskunft, August 2000: Landwirtschaftliche Fläche 1998: 6.504 ha / vgl. Unger/Mohr/Gernhardt, 1995: Landwirtschaftliche Fläche 1990: 6.431,23 ha

⁴⁹⁰ vgl. Mohr, 1995, S. 105f

⁴⁹¹ vgl. o.A., Erneuerbare Energien (Magazin für Zukunftsenergien), Heft 9/2000

Biomasse

Die Bestandteile „Anbau von Energiepflanzen“ und „Waldrestholz und Reststroh“ werden separat erläutert.

Anbau von Energiepflanzen

Die Nutzung des geernteten Pflanzenmaterials erfolgt als Holz-Hackschnitzel, da diese Form besser zu handhaben ist. Die Emissionen der Aufbereitung werden gemeinsam mit den übrigen Vorprozessen aus Anbau und Ernte mit einem Kennwert erfaßt (s. Tab. A-24). Folgende Daten werden verwendet, um das technische Reduktionspotential durch den Anbau von Energiepflanzen zu berechnen.

1	Nutzbare Ackerfläche	3.980	ha
2	Ertragskennwert Kurzumtriebsholz	55	MWh/ha*a
3	HKW: Nutzungsgrad, elektrisch	26	%
4	HKW: Nutzungsgrad, thermisch	59	%

Tab. A-24 Daten zur Berechnung des Potentials aus dem Anbau von Energiepflanzen

Quellen: Unger/Mohr/Gernhardt, 1995 (Zeile 1) / Hartmann/Strehler, 1995, S. 186 (Zeile 2) / Gernhardt, 1996, S. 74 (Zeile 3-4)

Die Ackerfläche (Tab. A-24, Zeile 1) basiert auf der Angabe für 1990 aus dem Bochumer Forschungsprojekt, da in späteren Quellen die landwirtschaftliche Nutzfläche nicht weiter unterteilt wird. Es wird davon ausgegangen, daß sich die Ackerfläche nicht geändert hat, da die gesamte landwirtschaftliche Nutzfläche konstant geblieben ist (s. S. A-25).

Das gewählte Beispielkraftwerk (Tab. A-24, Zeile 3 und 4), ein 20 MW-Dampfheizkraftwerk mit Staubfeuerung, wurde aus mehreren bei Gernhardt vorgestellten Kraftwerken nach dem größten Stromanteil an der erzeugten Endenergie gewählt, da dies den Emissionsfaktoren zufolge die größte CO₂-Emissionsreduktion erlaubt. Entsprechend der verfügbaren Brennstoffmenge werden die Wirkungsgrade für die kleinere Anlagenvariante gewählt.⁴⁹²

Der genannte Emissionsfaktor für Hackschnitzel (s. Tab. A-22, S. A-25) bezieht sich auf die Vorprozesse der Brennstoffbereitstellung. Er wird mit Hilfe des Nutzungsgrads (Strom + Wärme) des Heizkraftwerks auf die Endenergie umgerechnet. Die Emissionsfaktoren für Strom und Nahwärme sind auf der Endenergiestufe gleich (s. Kap. 4.1.4, S. 88). Jedoch ist zum Vergleich der Nahwärme eine weitere Hochrechnung auf einen Nutzenergie-Emissionsfaktor (S. A-24) erforderlich.

Restholz und Reststroh

Als Grundlage der Abschätzung wird der Energiegehalt der Brennstoffe gemäß Unger/Mohr/Gernhardt⁴⁹³ herangezogen. Diese beträgt 1.799 MWh/a an Restholz und 9.343 MWh/a Reststroh aus verschiedenen Getreidesorten. Die Restholzmenge wird um 48% reduziert, da die Waldfläche zwischen 1990 und 1998 um diese Menge abgenommen

⁴⁹² vgl. Gernhardt, 1996, S. 72 - 74

⁴⁹³ Unger/Mohr/Gernhardt, 1995

hat.⁴⁹⁴ Die Strohmenge bleibt unverändert, da die landwirtschaftliche Fläche ebenfalls konstant geblieben ist.

Angesichts der geringen Brennstoffmengen sind nur Kleinkraftwerke einsetzbar. Es wird Nahwärme erzeugt. Zur Strohverbrennung wird ein Zigarrenbrenner mit 83% Nutzungsgrad eingerechnet, während die Restholzverbrennung in einem Heizwerk mit Rostfeuerung (Nutzungsgrad 76%) veranschlagt wird.⁴⁹⁵ Die berechnete Endenergiemenge wird mit dem Faktor aus „Emissionsfaktoren der ersetzbaren Energien“ (S. A-24) in Nutzenergie umgerechnet: siehe Tab. A-25.

Aggregation zum Gesamtpotential

Energieerzeugung	CO ₂ -Minderung	Endenergie Elektrizität	Nutzenergie NT-Wärme	Einsatzmerkmale
	[t CO ₂ /a]	[MWh _{el} /a]	[MWh _{th} /a]	
Solarthermie	38.580	-	157.170	Dächer
Photovoltaik	47.503	95.000	-	Dächer oder landwirtschaftliche Nutzfläche; Netzaufnahme begrenzt
Windenergie	9.301	15.841	-	Netzaufnahme begrenzt
Waldrestholz	218	-	805	Nur Zufeuerung
Reststrohverfeuerung	1.872	-	6.770	Nebeneffekt der Ackernutzung
Kurzumtrieb	64.210	56.911	112.744	Ackerfläche

Tab. A-25 Zusammenfassung der einzelnen regenerativen Erzeugungspotentiale (GT, 1998)

Datenquelle: siehe Text S. A-25ff

Es besteht nur ein nennenswerter Konflikt: Windenergie und Photovoltaik konkurrieren, da die maximale Abnahmemenge von 20% des Strombezugs (s. Tab. A-20, S. A-23) auch für beide Energieträger gemeinsam gilt. Da Windenergie einen geringen Emissionsfaktor hat, ist die relative Reduktion größer. Somit wird die Windstrommenge voll ausgenutzt und die maximale Erzeugung von Strom aus Sonnenstrahlung auf 79.159 MWh/a reduziert. Weitere Nutzungskonflikte treten nicht auf.

Die Strommenge, die aus Photovoltaik noch erzeugt werden könnte, kann auf landwirtschaftlicher Mischfläche (nutzbare landwirtschaftliche Nutzfläche minus Ackerfläche) und Freiflächen im Siedlungsbereich („sonstige Flächen“) erzeugt werden (s. Tab. A-23). Die Mischfläche wird mit rund 2.300 ha Flächenbedarf fast komplett belegt.

Auf den Gebäudedächern ist somit Solarthermie konkurrenzlos und wird eingesetzt. Die Ackerflächen werden durch Kurzumtriebsplantagen belegt. Durch die vollständige Verdrängung des Getreideanbaus entfällt die Nutzung von Reststroh, doch ist diese Entscheidung angesichts des unterschiedlichen Potentials zweifelsfrei. Das Waldrestholz kann ebenfalls genutzt werden.

Insgesamt können etwa 152 GWh/a Strom und 271 GWh/a Nutzenergie NT-Wärme erzeugt werden. Die Abnahmemengen für NT-Wärme sind mehrfach höher, so daß diese keinen Einfluß haben. Das gesamte Reduktionspotential beträgt rund 152.000 t CO₂/a.

⁴⁹⁴ T. Fredriksen (Stadt GT), mündl. Auskunft, August 2000: Waldfläche 1998: 506 ha / vgl. Unger/Mohr/Gernhardt, 1995: Waldfläche 1990: 750 ha

⁴⁹⁵ vgl. Gernhardt, 1996, S. 67 (Holzkraftwerk) und S. 69 (Strohkraftwerk)

Zu 4.3.3 PE - Fossiler Switch

Als Beispielkraftwerk wird ein normales Gas-und-Dampf-Kraftwerk mit 450 MW Leistung gewählt. Der CO₂-Emissionsfaktor beträgt 359,89 kg/MWh einschließlich Vorprozessen.⁴⁹⁶ Die maximale Abnahmemenge bildet die einzige Begrenzung des Ersatzes (s. Tab. A-20, S. A-24). Der zugehörige Emissionsfaktor wird in Tab. A-21 (S. A-24) aufgeführt.

Zu 4.3.4 PE-U - Systemgestaltung - KWK

Tab. A-26 stellt in der ersten drei Zeilen die Ausgangsdaten dar. Daraus wird die Nutzenergie NT-Wärme berechnet⁴⁹⁷, um sicherzustellen, daß diese die maximale Abnahmemenge (s. Tab. A-20, S. A-23) nicht überschreitet. Der Gasverbrauch der KWK wird durch die Division der Strommenge mit dem elektrischen Nutzungsgrad berechnet. Der Gasverbrauch bildet die Grundlage zur Berechnung der Emissionen des Kraftwerks (Multiplikation mit dem Emissionsfaktor Erdgas). Dabei werden die Vorprozesse zur Herstellung des Kraftwerks selbst vernachlässigt. Sie sind üblicherweise minimal. Die vermiedenen Emissionen werden durch die Multiplikation der erzeugten Strom- und Nutzwärmemenge mit den entsprechenden Emissionsfaktoren berechnet. Die Differenz der Emissionsmengen ergibt das Reduktionspotential.

Zusätzlich wird die erforderliche Nennleistung errechnet, indem die Strommenge durch die Auslastung (5.000 h/a) dividiert wird.

1	BHKW-Nutzungsgrad, elektrisch	35 %
2	BHKW-Nutzungsgrad, thermisch	51 %
3	Ersetzbarer Strombezug	460.870 MWh/a
berechnet:		
4	Nutzenergie NT-Wärme	586.266 MWh/a
5	Erdgasverbrauch	1.316.771 MWh/a
6	Kraftwerksemissionen	257.613 t CO ₂ /a
7	Vermiedene Emissionen	450.254 t CO ₂ /a
8	Reduktionspotential	192.648 t CO ₂ /a
9	Gesamte Nennleistung	92 MW

Tab. A-26 Daten und Berechnungen zum Motor-Blockheizkraftwerk

Quelle: Gernhardt, 1996, S. 54 (Zeile 1 - 2)

Zu 4.3.5 EE - Fossiler Switch

Begrenzung des Erdgas-Einsatzes

Der Einsatz von Erdgas erfordert ein Leitungsnetz. Wie bereits bei Nahwärme thematisiert (S. A-23), ist der vollständige Anschluß der Verbraucher nicht erreichbar und sinnvoll. Da die Leitungsverluste im Gasnetz jedoch erheblich geringer sind, wird eine höhere Durchdringung der Versorgung angenommen. Es werden pauschal 10% des Verbrauchs als nicht

⁴⁹⁶ Rausch/Fritsche, 2000 (Prozesse: „Gas-KW-GuD-D“)

⁴⁹⁷ Strombezug dividiert durch elektrischen Nutzungsgrad mal thermischer Nutzungsgrad mal Wirkungsgrad Nahwärme (S. A-24)

mit Gas versorgbar angesehen (für alle Verwendungszwecke). Für diese Fälle stellt Heizöl eine emissionsarme Alternative dar. Zur Berechnung wird ein Anteil von 10% des Gesamtverbrauchs des Verwendungszwecks (je Sektor) vom Ölverbrauch abgezogen. Für die Haushalte im Verwendungszweck Prozeßwärme wird der zehnjährige Anteil durch Flüssiggas statt Heizöl ersetzt und eine zusätzliche Mehremission berechnet (s. Tab. A-28, S. A-30).

Berechnung des Faktors „Mehremission“

Die „Mehremission“ beschreibt den Anteil der Emission eines Brennstoffs, der durch den Austausch durch einen bestimmten emissionsärmeren Brennstoff eingespart werden kann. Die Mehremission eines Energieträgers gegenüber dem emissionsärmeren Energieträger wird aus den jeweiligen Emissionsfaktoren berechnet. Dazu wird die Differenz beider Emissionsfaktoren durch den größeren Emissionsfaktor geteilt. Es werden die Endenergie-Emissionsfaktoren aus Tab. A-13 (S. 19) herangezogen. Soweit ein Wirkungsgrad einzu-beziehen ist, kann die Mehremission für einen einzelnen Verwendungszweck genauso aus den Nutzenergie-Emissionsfaktoren errechnet werden. Die Wirkungsgrade werden in Tab. A-41 (S. A-42) und Tab. A-42 (S. A-43) dargestellt.

Energieträger	Mehremission gegenüber Erdgas
Elektrizität (Stromnetz Gütersloh)	67,2%
Elektrizität für Raumwärme	59,4%
Elektrizität für Warmwasser	54,6%
Heizöl	30,8%
Kohle	44,4%

Tab. A-27 Mehremission anderer Energieträger gegenüber Erdgas (Raumwärme/ Warmwasser)

Datenbasis: Tab. A-13 (S. A-19) / Tab. A-41 (S. A-42) / Tab. A-42 (S. A-43)

Verwendungszweck Prozeßwärme (Kochen), Sektor Haushalte

	Emissionsfaktor für das Kochen	Mehremission gegenüber Erdgas	Mehremission gegenüber Flüssiggas
	[kg/MWh NE]	[%]	[%]
Elektrizität ⁴⁹⁸	610,00	45,6	33,1
Erdgas	331,85	-	-
Flüssiggas	407,90	-	-

Tab. A-28 Mehremission im Verwendungszweck Prozeßwärme, Sektor Haushalte

Quelle: Rausch/Fritsche, 2000 (Prozesse: „El-Kochen-D-HH/KV“, „Gas-Kochen-D-HH/KV“, „Propan-Kochen-D-HH/KV“)

Einzelerggebnisse technisches Reduktionspotential „EE - fossiler Switch“

		Raumwärme	Warmwasser	Prozeßwärme
		[t CO ₂ /a]	[t CO ₂ /a]	[t CO ₂ /a]
Strom	Haushalte	5.336	7.056	4.543
	GHD	1.630	-	-
	Industrie	-	-	-

⁴⁹⁸ Emissionsfaktor aus GEMIS von 591,68 kg/MWh wurde auf 610 kg/MWh angepaßt, um den Gütersloher Strommix zu repräsentieren.

Heizöl	Haushalte	18.843	1.539	-
	GHD	127	-	844
	Industrie	14	3	3.169
Kohle	Haushalte	562	-	-
	gesamt	26.513	8.598	8.556

Tab. A-29 Technisches Reduktionspotential „EE - fossiler Switch“, Einzelergebnisse (GT, 1998)

Datenbasis: Tab. A-19 (S. A-22) / Tab. A-27 (S. A-30) / Tab. A-28 (S. A-30)

Insgesamt beträgt das Reduktionspotential 43.667 t Kohlendioxid pro Jahr.

Zu 4.3.6 EE-U - Anlagentechnik

Das technische Potential wird gemeinsam mit dem wirtschaftlichen Potential dieses Handlungsfeldes erörtert, da beide gleich strukturiert sind (S. A-39). Das resultierende technische Potential stellt Tab. A-30 dar.

		Raumwärme	Warmwasser	Prozeßwärme	Kraft	Beleuchtung
		[t CO ₂]	[t CO ₂]	[t CO ₂]	[t CO ₂]	[t CO ₂]
Strom	Haushalte	-	680	5.480	13.697	4.319
	GHD	-	-	3.619	5.106	9.415
	Industrie	-	-	-	7.572	1.950
Erdgas	Haushalte	24.379	1.779	61	-	-
	GHD	15.867	-	3.725	-	-
	Industrie	3.697	294	12.603	-	-
Heizöl	Haushalte	15.947	1.529	-	-	-
	GHD	2.252	-	629	-	-
	Industrie	525	50	2.130	-	-
Kohle	Haushalte	84	-	-	-	-
Gesamt		62.751	4.332	28.246	26.375	15.683

Tab. A-30 Technisches Reduktionspotential „EE-U Anlagentechnik“, Einzelergebnisse (GT, 1998)

Datenbasis: Tab. A-19 (S. A-22) / Tab. A-41 (S. A-42) / Tab. A-42 (S. A-43) / Tab. A-44 (S. A-46) / Tab. A-45 (S. A-48) / Tab. A-46 (S. A-48)

Die Bestandteile am Gesamtverbrauch, die keine Reduktionspotentiale bergen (Nahwärmeverbrauch, Kommunikation), werden nicht dargestellt. Das gesamte Reduktionspotential beträgt 137.387 t CO₂/a.

Zu 4.3.7 NE - Gezielte Verwendung

Für die Haushalte wird ein durchschnittlicher Bundeswert als Ausgangsbasis des Gesamtpotentials genutzt: 11% des Stromverbrauchs der Haushalte seien Leerlaufverluste.⁴⁹⁹ Dies entspricht in Gütersloh einer Emission von 9.484 t CO₂/a. Davon ist die Hälfte durch sparsame Geräte einsparbar.⁵⁰⁰ Anhand einer Differenzierung des difu erfolgt eine grobe Zuordnung zu den Verwendungszwecken: 17% Warmwasser, 10% Kommunikation, 62,5% Kraft

⁴⁹⁹ vgl. Umweltbundesamt (UBA), 1999, S. 11

⁵⁰⁰ vgl. UBA, 1999, S. 11f

und weitere 10,5% in einer Mischgruppe, die der Kraft zugeschlagen wird.⁵⁰¹ Das resultierende Reduktionspotential wird in Tab. A-31 dargestellt.

Für den Sektor GHD wird aus dem absoluten Verbrauch in Büros in Deutschland (6,5 GWh nach ebök⁵⁰²) und dem Gesamtverbrauch des Sektors GHD (12 GWh für Kommunikation und 27 GWh für Kraft)⁵⁰³ ein Anteil gebildet, der auf Gütersloh übertragen wird. Er ist gemäß der Geräteaufschlüsselung für Kraft und Kommunikation anzuwenden. Die potentielle Verminderung der Leerlaufverluste durch effiziente Geräte liegt bei rund 50%.⁵⁰⁴ Somit besteht ein Reduktionspotential von 8,3% für die genannten Verwendungszwecke. Dies wird auch auf den Kommunikationsverbrauch der Industrie übertragen, da ähnliche Geräte verwendet werden. Das resultierende Potential ist in Tab. A-31 dargestellt.

	Warmwasser	Kraft	Kommunikation
	[t CO ₂ /a]	[t CO ₂ /a]	[t CO ₂ /a]
Haushalte	806	3.462	474
GHD	-	1.702	435
Industrie	-	-	190
gesamt	806	5.164	1.099

Tab. A-31 Technisches Reduktionspotential „NE - gezielte Verwendung“, Einzelergebnisse (GT, 1998)
Datenbasis: Tab. A-19 (S. A-22)

Das gesamte Reduktionspotential beträgt 7.069 t CO₂/a.

Zu 4.3.8 NE-U - Systemgestaltung

Die Reduktionspotentiale in diesem Handlungsfeld sind folgende.

Potential	Reduktion
Diverse Wärmedämmsysteme	45%
Verbesserte Betriebsführung Heizungssysteme/ Energiemanagement	20%
Elektroheizungen (zusätzlich)	33%
Gesamt: Brennstoffheizungen	56%
Gesamt: Elektroheizung	70,5%
Lichttechnik/ Einrichtungsgestaltung	15%

Tab. A-32 Kennwerte: technisches Reduktionspotential „NE-U - Systemgestaltung“

Quelle: Enquete-Kommission, 1994, S. 188, 200

Die Verknüpfung der Potentiale erfolgt durch die Multiplikation der Restverbräuche⁵⁰⁵. Der Ergebnis ist der Anteil des verbleibenden Verbrauchs. Wird dieser von Eins abgezogen, erhält man das verknüpfte Potential der Eingangswerte.

Die Gesamtwerte für Raumwärme wirken hoch, doch im Vergleich, z.B. mit dem difu⁵⁰⁶, das ein Reduktionspotential von 70% im Altbau nennt - allerdings ohne das die Zuordnung

⁵⁰¹ vgl. difu/ifok, 1999, S. 52

⁵⁰² vgl. ebök, 1997, nach UBA/BMU, URL: http://www.umwelt-deutschland.de/y/ds_02_08_y_j_00.html, (Stand Oktober 2000)

⁵⁰³ vgl. Geiger/Gruber/Megele, 1999, S. 68

⁵⁰⁴ vgl. ebök, 1997, nach UBA/BMU, URL: <http://www.umwelt-deutschland.de>, (Stand Oktober 2000)

⁵⁰⁵ d.h. Eins minus Potential

⁵⁰⁶ vgl. difu/ifok, 1999, S. 31

zu diesem Handlungsfeld gesichert wäre - deutet darauf hin, daß es sich um plausible Ergebnisse handelt.

		Raumwärme	Beleuchtung
		[t CO ₂ /a]	[t CO ₂ /a]
Strom	Haushalte	6.331	1.206
	GHD	1.933	3.209
	Industrie	-	-
Erdgas	Haushalte	62.055	-
	GHD	40.390	-
	Industrie	9.411	-
Heizöl	Haushalte	48.328	-
	GHD	6.825	-
	Industrie	1.590	-
Kohle	Haushalte	709	-
Nahwärme	Industrie	522	-
gesamt		178.093	4.415

Tab. A-33 Technisches Reduktionspotential „NE-U - Systemgestaltung“, Einzelergebnisse (GT, 1998)
 Datenbasis: Tab. A-19 (S. A-22) / Tab. A-32 (S. A-32)

Zu Kapitel 5.2 Ausgewählte durchgeführte Maßnahmen

Hier werden einzelne Berechnungen zur Wirkung der Maßnahmen angeführt.

Zu 5.2.2 Brennwertgerätförderung

Die Förderung hat sich auf private Haushaltskunden beschränkt. Daher wird als Rechenexempel ein erdgasversorgtes Einfamilienhaus mit zentraler Warmwasserbereitung herangezogen. Der Wärmebedarf wird wie auf Seite 6 auf rund 40 MWh Endenergie pro Jahr geschätzt, zu dem noch ein Warmwasserbedarf von 680 kWh Nutzenergie kommt. Da das Reduktionspotential ebenfalls auf dem Einsatz von Brennwertgeräten basiert, werden die Reduktionskennwerte daraus übernommen (s. Tab. A-41, S. A-42).

	Endenergie alt [MWh/a]	Reduktion [%]	Absolute Reduktion [MWh/a]	Emissionsminderung [kg CO ₂ /a]
Raumwärme	40	22	8,8	1.722
Warmwasser	1,06	20	0,2	42

Tab. A-34 Emissionsminderung durch Brennwertkessel

Datenbasis: Ziolk et al, 1996, S. 10 (Endenergiebedarf)

Die Summe von jährlich 9 MWh Erdgas entspricht einer Emissionsminderung von etwa 1,8 t CO₂ pro Jahr. Damit summiert sich der Effekt der Maßnahme 1996 bei 81 Fällen auf etwa jährlich 140 t CO₂-Minderung für dieses Handlungsfeld. Das Programm von 1999 reduziert die Emissionen mit 86 ausgetauschten Altgeräten⁵⁰⁷ in sieben Monaten um etwa 150 t CO₂ pro Jahr.

Die jährliche Erneuerungsrate beträgt etwa 6,7% der Heizkessel (s. Tab. A-50, S. A-51). Die Programmlaufzeiten betragen zehn Monate (1996) und 7 Monate (1999). Bei einer Erdgasversorgung von rund 65% der 19.500 Gebäude (Etagenheizungen werden außer Acht gelassen) wurden somit während des Programms 1996 etwa 700 Heizungen ausgewechselt, 1999 etwa 500. Der Anteil beeinflusster Austauschvorgänge beträgt 11,5% bzw. 17,4% (s. Tab. A-36). Der Neubauschub für 98 Anlagen in 1996 wird mit den 470 Neubauten pro Jahr⁵⁰⁸ verglichen.

Zu 5.2.3 Landesprogramm „Aktion Helles NRW“

In der ersten Hälfte der Laufzeit sind über 2.000 Kompaktleuchtstofflampen vergeben worden. Dies wird auf die Vergabe von 4.000 Lampen in der gesamten Aktion hochgerechnet. Es wird angenommen, daß Qualitätslampen mit rund 8.000 Stunden (h) Lebensdauer (12 Watt (W) Leistung) verschenkt wurden. Gegenüber einer Glühbirne mit 60 W werden somit (8.000 h * (60-12) W =) 386 kWh in der Lebensdauer der Kompaktleuchtstofflampe eingespart. Mit dem Gütersloher Strommix entspricht das 933 t CO₂ für alle Lampen zusammen. Verteilt auf vier Jahre (2.000 Nutzungsstunden/ Jahr angenommen) ergibt sich eine jährliche Emissionsreduktion von 233 t CO₂. Die Stromkostensparnis

⁵⁰⁷ vgl. SWG, 2000, S. 11

⁵⁰⁸ durchschnittlicher, jährlicher Neubau in Gütersloh 1988 bis 1997 (s. Tab. A-3, S. A-5)

beträgt unter neuen Rahmenbedingungen rund 77 DM pro Kompaktleuchtstofflampe.⁵⁰⁹ Als Vergleichsgröße für den Anteil beeinflusster Verbraucher wird die Anzahl der Haushalte aus der Einwohnerzahl (94.058)⁵¹⁰ und der Haushaltsgröße (2,3 Personen pro Haushalt)⁵¹¹ berechnet: 40.900. Insgesamt wurden 9,8% der Haushalte erreicht (s. Tab. A-36).

Zu 5.2.4 Zuschußprogramm „Kühlen und Gefrieren“

Es wurden 838 Altgeräten durch Neugeräte der Effizienzklasse A ersetzt und für 403 Altgeräte ein Entsorgungsnachweis erbracht.⁵¹² Für die Altgeräte wird der Verbrauch durchschnittlicher Geräte im Bestand angenommen. Neugeräte werden entweder mit dem Mittelwert zwischen Marktbestgerät und Höchstverbrauch gemäß den Anforderungen der Effizienzklasse A (z.B. bei Kühlgeräten 55% des Marktdurchschnittsverbrauchs)⁵¹³ oder - sofern als Bestgerät ein höherer Wert angegeben wird - nur entsprechend dem Höchstverbrauch. Es wird eine gleichmäßige Verteilung auf die Gerätetypen Kühlgeräte, Kühl-Gefrier-Kombination und Gefriergerät angenommen. Als Datengrundlage werden die Angaben der Enquete-Kommission für 1990 verwendet.

	Bestands- durchschnitt	Markt- durchschnitt	Marktbest- gerät	Effizienz- klasse A	gesamte Reduktion pro Gerät	gesamte Emissions- minderung	zusätzliche Reduktion pro Gerät	zusätzliche Emissions- minderung
	[kWh/a]	[kWh/a]	[kWh/a]	[kWh/a]	[kWh/a]	[t CO ₂ /a]	[kWh/a]	[t CO ₂ /a]
Kühlgeräte	324	259	196	142	182	30,8	117	19,8
Kühl-Gefrier- Kombination	548	484	304	266	282	47,8	218	37,0
Gefriergeräte	487	341	161	188	313	53,1	154	26,0
gesamt						131,7		82,8

Tab. A-35 Evaluation der Maßnahme „Kühlen und Gefrieren“

Quelle: Enquete-Kommission, 1994, S. 134 (Verbrauchsdaten)

Daraus ergibt sich eine Emissionsreduktion von 130 t CO₂ pro Jahr (s. Tab. A-35). Sofern nur die Minderemission gegenüber durchschnittlichen Neugeräten als „echter“ Erfolg der Maßnahme angerechnet wird, beträgt die Reduktion gut 80 t CO₂ pro Jahr. Werden nur die Geräte berücksichtigt, bei denen zusätzlich durch einen Entsorgungsnachweis (403) sichergestellt wurde, daß das Altgerät nicht mehr betrieben wird, halbieren sich die genannten Zahlen etwa. Die SWG nennt allerdings 160 t/a als CO₂-Minderung (jährlich 270 MWh Strom).⁵¹⁴

Während der Laufzeit des Programms von acht Monaten wurde durchschnittlich jedes 15. Geräte erneuert (abgeleitet aus dem Anteil an der Lebensdauer von zehn Jahren). Bei rund 40.900 Haushalten in Gütersloh und durchschnittlich 1,5 Kühlgeräten pro Haushalt⁵¹⁵ wur-

⁵⁰⁹ Eingesparte Energiemenge multipliziert mit einem Arbeitspreis von 0,2 DM/kWh (Annahme).

⁵¹⁰ vgl. Deutscher Städtetag, 1999, S. 26 (Stand: Juni 1998)

⁵¹¹ T. Fredriksen (Stadt GT), mündl. Auskunft, August 2000

⁵¹² vgl. SWG, 1998, S. 12

⁵¹³ vgl. Verbraucherinitiative e.V., URL: <http://www.label-online.de> (Stand September 2000)

⁵¹⁴ vgl. SWG, 1998, S. 12

⁵¹⁵ vgl. Enquete-Kommission, 1994, S. 133: Sättigungsgrad mit verschiedenen Kühlgeräten

den somit etwa 4.100 Kühlgeräte ausgewechselt. Die Aktion hat mit 838 Kühlgeräten gut 20% der durchschnittlich ausgetauschten Geräte erreicht (s. Tab. A-36).

Zu 5.2.5 KlimaTisch Gütersloh

Es wird angenommen, daß etwa 30 Heizungsanlagen ausgetauscht wurden. Pro Heizung wird die gleiche Reduktion unterstellt wie bei der Brennwertgeräteförderung (S. A-34). Die Multiplikation der Werte ergibt 52,9 t CO₂/a Emissionsminderung.

Erdgas-Expansions-turbine

Diese Maßnahmen wird nicht in Kapitel 5.2 dargestellt, da es sich um die Maßnahme nicht zu den behandelten Handlungsfeldern paßt. Hier erfolgt eine Kurzbeschreibung, um zu klären, daß es sich - trotz gegenteiligen Anscheins - nicht um einen Bestandteil des Handlungsfeldes „PE - fossiler Switch“ handelt.

Die Turbine ist 1994 gemeinsam mit einer neuen Übergabestation für Erdgas errichtet worden. Anfang 1996 erfolgte die Inbetriebnahme.⁵¹⁶ Dieser Kraftwerk nutzt das Druckgefälle zwischen angeliefertem und weiterverteiltem Erdgas in einer 1,5 MW-Turbine zur Stromerzeugung, wobei eine fossile Beheizung (2,7 MW Kessel) erforderlich ist, die mit Erdgas erfolgt. Es handelt sich also um die Nutzung eines Reststoffs - des Druckgefälles. Somit fällt diese Maßnahme ins Handlungsfeld „Primärenergie - Reststoffe“. Insgesamt werden durch die Erzeugung von rund 4.800 MWh Strom (1998) gut 1.850 t CO₂ weniger emittiert als beim Erwerb des Stroms aus dem Verbundnetz. Diese Minderemission beeinflusst das aktuelle Reduktionspotential jedoch nicht, da sich dieses auf die dem Verbundnetz entnommene Strommenge bezieht.

Durchdringung

Die Tab. A-36 stellt dar, welche Grundlagen zur Berechnung der Durchdringung verwendet wurden. Die einzelnen Elemente Teilnehmerzahl und Gesamtzahl des Zeitraums sind bei den einzelnen Programmen erläutert.

Maßnahme	Teilnehmerzahl	Gesamter Austausch in der Laufzeit	Anteil
Brennwertgeräteförderung 1996	81	700 Geräte	11,5%
Brennwertgeräteförderung 1996 Neubau	98	390 Neubauten	25,1%
Aktion Helles NRW	4.000	40.900 (Haushalte)	11,7%
Kühlen und Gefrieren	838	4.100 Geräte	20,4%
Brennwertgeräteförderung 1999	86	500 Geräte	17,4%
KlimaTisch Gütersloh (gesamt)	66	147 (Gebäudesanierungen)	45,0%

Tab. A-36 Durchdringung der durchgeführten Maßnahmen

Quelle: siehe Text (S. A-34 - 36)

Zu Kapitel 5.4 Primärenergie – fossiler Switch

Hier werden Details zur Beispielmaßnahme „GuD-Kraftwerk“ dargestellt.

⁵¹⁶ vgl. SWG, 1997, S. 17

Eckpunkte des Lastgangs der SWG-Strombezugs

Substitutionsfähiger, zugekaufter Strom 1998	460.900 MWh
Berechnete Leistung im Jahr 1998	88 MW
Minimale Höchstlaufzeit	5.238 h/a
Minimale Höchstlast	52,6 MW

Tab. A-37 Eckpunkte des Lastgangs der SWG (GT, 1998)

Quelle: SWG, 1999 A, S. 11

Die ungleichmäßigste mögliche Stromabnahme besteht in der Abnahme der Höchstleistung für eine maximale Zeitspanne und einer Abnahme von Null für den Rest der Zeit. Die Dauer der Abnahme der Höchstleistung entspricht der minimalen Höchstlaufzeit eines Kraftwerks der SWG: $460.900 \text{ MWh} / 88 \text{ MW} = 5.238 \text{ h/a}$. Die optimal verteilte Last (bei einem zu vernachlässigenden Peak zur Erreichung der Höchstlast) besteht in einer gleichmäßigen Stromabnahme über das ganze Jahr. Das Ergebnis bildet die höchste Kraftwerksleistung, die hier regelmäßig ausgelastet ist: $460.900 \text{ MWh} / 8.760 \text{ h} = 52,6 \text{ MW}$.

Beide Eckwerte sind gleichermaßen unwahrscheinlich. Folglich wird die Leistung in der Regel deutlich über 52 MW liegen und die mögliche Auslastung eines Kraftwerks ebenfalls die 5.000 h deutlich überschreiten.

Auslegung der betrachteten Varianten

- Variante 1: Ein 50 MW-Kraftwerk ist mindestens 5.200 h/a ausgelastet. Sofern die Abnahmelast nicht sehr extrem verteilt ist, besteht mehr als 6.000 h/a Eigenbedarf. Es wird somit eine Auslastung von 6.000 h/a angenommen. Die Leistungsbegrenzung ist zusätzlich um die angenommene Leistung des im Bau befindlichen Kraftwerks (10 MW) zu reduzieren (s. Kap. 5.2.8, S. 123). Eine Leistung von 40 MW ist folglich geeignet.
- Variante 2: Ein 20 MW-Kraftwerk ist höchstwahrscheinlich sehr lange ausgelastet. Sicher ist jedoch wie oben dargestellt nur eine Auslastung von 5.200 h/a. Es erfordert entsprechend weniger Investitionskosten und ist selbst bei deutlichen Verbrauchsrückgängen noch mit dem eigenen Absatz an Endkunden auszulasten. Eine Auslastung von 6.000 h/a ist bei einem üblichen Lastgang praktisch sicher. Angesichts des gleichmäßigen Lastgangs in Gütersloh ist eine Auslastung von 7.500 h/a wahrscheinlich möglich. Diese Variante ist nur in Kooperation mit einem anderen Energieerzeuger realisierbar, da GuD-Kraftwerke in dieser Leistungsstufe nicht angeboten werden. Es handelt sich praktisch um einen Anteil an einem Kraftwerk.

Die Strommenge wird durch die Multiplikation von Leistung und Einsatzdauer berechnet. Die Varianten werden in Tab. A-40 (S. A-39) zusammenfassend vorgestellt.

Annahmen und Wirtschaftlichkeitsberechnung für das Beispielkraftwerk

Als Kenndaten des Kraftwerks werden aus dem Computerprogramm GEMIS 4.0 die Werte für eine 50 MW-GuD-Kraftwerk entnommen (s. Tab. A-38).⁵¹⁷ Die Werte werden als

⁵¹⁷ vgl. Rausch/Fritsche, 2000 (Prozesse: „Gas-KW-GuD-klein-generisch“)

übertragbar angesehen, obwohl die gewählte Kraftwerksleistung geringer ist, da sowohl eine höhere Nutzungsdauer als in GEMIS angenommen wird (dort 5.000 h/a) als auch momentan eine schnelle technische Weiterentwicklung der GuD-Kraftwerke stattfindet (Die Daten in GEMIS stammen noch von 1995).⁵¹⁸ Die Fixkosten sind als kurzfristige Kosten berechnet, so daß sämtliche Ausgaben abgesehen vom Brennstoff darunter fallen (z.B. einschließlich Personal u. Wartung).

Nutzungsgrad	48,8 %
Emissionsfaktor	384,57 kg/MWh
Lebensdauer	20 Jahre
Investitionskosten	1,35 Mio. DM/MW
Jährliche Investitionskosten	99.400 DM/MW*a
Kurzfristige Fixkosten	27.000 DM/MW*a
Laufende Kosten	Nur Brennstoffkosten (gesondert berechnet)

Tab. A-38 Übernommene und modifizierte Daten für ein kleine GuD-Kraftwerk

Quelle: Rausch/ Fritsche, 2000 (Prozesse „Gas-KW-GuD-klein-generisch“)

Ein weiteres wichtiges Element sind die Gaspreise. Da die Stadtwerke ohnehin große Mengen Erdgas umsetzen, ist mit einem günstigen Bezugspreis zu rechnen. Zugrunde gelegt wird gemäß Prognos AG der Preis für Kraftwerke von 21 DM/MWh Erdgas.⁵¹⁹ Die Mineralölsteuer für Kraftwerksgas beträgt je MWh Erdgas 3,6 DM (s. Kap. 1.1.2, S. 8).

Die Berechnung erfolgt auf der Grundlage des Bezugs von der VEW. Es wird angenommen, daß die Bezugskosten des Stroms von den Stadtwerken Bielefeld unverändert bleiben. Gemäß Kap. 1.2.2 (S. 15) wird für die Stadtwerke Gütersloh ein Strombezugspreis von insgesamt 8 Pf/kWh angenommen, der sich in einen Leistungspreis von rund 200.000 DM/MW und einen Arbeitspreis von 4 Pf/kWh aufteilt (s. Tab. A-39, Ausgangslage 1998). Es wird angenommen, daß die Abnahmeminderung durch das neue Kraftwerk von Pfeleiderer die Bezugskosten nicht beeinflußt (s. Tab. A-39, Nullvariante).⁵²⁰ Für den Fall der Eigenstromerzeugung werden höhere Preise für die restliche Strommenge angenommen, da die Abnahmemenge deutlich sinkt. Dieser Zuschlag wird durch den Wettbewerb gerade um Großkunden wie Stadtwerke als gering geschätzt. Um nicht abgefangene Lastspitzen abzubilden, werden als gesicherte Leistung nur 90% der Kraftwerksleistung veranschlagt. Das Ergebnis der Annahmen ist in Tab. A-39 dargestellt.

	SWG Stromzukauf [MWh/a]	Strompreis [DM/MWh]	Leistung [MW]	Leistungspreis [DM/MW]
Ausgangslage 1998	435.000	40	88	200.000
Nullvariante	360.000	40	78	200.000
Variante 1	120.000	45	42	240.000
Variante 2 a	240.000	41	60	210.000
Variante 2 b	210.000	42	60	210.000

Kraftwerksvarianten: 1: 40 MW + 6.000 h/a; 2a: 20 MW + 6.000 h/a; 2b: 20 MW + 7.500 h/a

⁵¹⁸ vgl. Stadt Hamburg, 1999, S. 75

⁵¹⁹ vgl. Prognos AG 2000, S. 204: Nominalpreis für Kraftwerke 1998 abgerundet wg sinkender Tendenz ab 2005

⁵²⁰ Einerseits ist die Abnahmereduktion nicht überragend groß, andererseits besteht eine Abnahmepflicht der VEW für diese Strommenge, sofern eine Anerkennung als regenerativer Strom nach EEG gewährt wird. Dann entspricht die Nullvariante der Ausgangslage.

Tab. A-39 Stromkosten für die SWG bei unterschiedlichen Abnahmemengen

Quelle: SWG, 1999 A, S. 11 (Strommenge und -leistung Ausgangslage 1998)

Die Kosten für das Beispielkraftwerk („GuD-Kosten“) werden entsprechend den Angaben in Tab. A-38 und der Stromerzeugung berechnet. Die VEW-Kosten errechnen sich aus der Summe der Produkte von Leistungspreis und abgenommener Leistung sowie Arbeitspreis und Strommenge (nach Tab. A-39). Der Reduktionsaufwand wird aus der Division der Mehrkosten durch die Emissionsminderung jeweils gegenüber der Nullvariante errechnet. Die Ergebnisse sind in Tab. 15 (S. 131) dargestellt.

Sensitivitätsanalyse

Die Abhängigkeit des dargestellten Aufwands von den Annahmen zeigt sich bei einer Variation der Annahmen (s. Tab. A-40). Die Variationen sind jeweils einzeln vorgenommen worden. Es werden die absoluten Mehrkosten für die jeweils geänderte Annahme dargestellt. Die Änderung der Kosten pro t CO₂ ist proportional dazu.

	Variante 1	Variante 2 a	Variante 2 b
	[Mio. DM/a]	[Mio. DM/a]	[Mio. DM/a]
Berechnung wie oben dargestellt	2,63	1,02	1,51
Optimale Steuerung des Kraftwerks: Die gesicherte Leistung beträgt 100% der Kraftwerksleistung.	1,67	0,60	1,09
Einkaufsgemeinschaft mit benachbarten Stadtwerken: keine erhöhten Bezugskosten für Strommenge und Leistung	0,35	0,18	0,49
Doppelt so hohe Zuschläge auf die Bezugskosten für Strommenge und Leistung.	4,91	1,86	2,53
Keine Doppelbesteuerung für Strom aus Erdgas: Mineralölsteuerbefreiung. Oder: Preissenkung Erdgas (um 0,36 Pf/kWh)	0,86	0,13	0,40
Preissteigerung Erdgas (um 0,4 Pf/kWh)	4,60	2,00	2,74
Der aktuelle Strombezugspreis beträgt insgesamt 9 Pf/kWh statt der angenommenen 8 Pf/kWh	0,71	0,06	0,40
Der aktuelle Strombezugspreis beträgt insgesamt 7 Pf/kWh statt der angenommenen 8 Pf/kWh	4,91	2,16	2,80

Hinweis: Kraftwerksvarianten: 1: 40 MW + 6.000 h/a; 2a: 20 MW + 6.000 h/a; 2b: 20 MW + 7.500 h/a

Tab. A-40 Absolute Mehrkosten der Kraftwerksvarianten bei unterschiedlichen Annahmen

Quelle: eigene Berechnung

Bei der Variation des Strombezugspreises wurde der Leistungspreis auf glatte 10.000 DM gerundet. Die absoluten Zuschläge für die geringere Abnahmemenge bleiben gleich (also 10.000 DM/MW bzw. 40.000 DM/MW zusätzlich).

Zu Kapitel 5.5 Endenergie-Umwandlung - Anlagentechnik

Zu den einzelnen Teilkapiteln werden - soweit erforderlich - Berechnungen dargestellt.

Zu 5.5.1 Wirtschaftliches Potential

Dieser Abschnitt behandelt die Zusammenstellung, Ergänzung und Berechnung der Kennwerte zur Berechnung des technischen und wirtschaftlichen Potentials dieses Handlungsfelds. Raumwärme und Warmwasser wird dazu sektorübergreifend vorgestellt. Die übrigen

Verwendungszwecke werden nach Sektoren differenziert behandelt. Dabei nimmt der Sektor Haushalte den größten Raum ein.

A) Raumwärme und Warmwasser

Die grundlegenden Anmerkungen gelten für Raumwärme und Warmwasser gemeinsam. Die Festlegung der Potentiale wird anschließend getrennt erläutert. Als Ausgangswerte dient bei allen Brennstoffen (und Strom) die Werte, die die Prognos AG als Bestand für das Jahr 1997 nennt.⁵²¹

Diese Verwendungszwecke werden für alle Sektoren gemeinsam behandelt, da laut Prognos kein signifikanter Unterschied im Gebäudebestand oder in den Anlagen besteht.⁵²² Eine Differenzierung erfolgt nach Brennstoffen, da sich die Techniken und Kosten unterscheiden. Zur Beurteilung der Gerätequalität wird der Jahresnutzungsgrad statt des Anlagenwirkungsgrades herangezogen, da zur Heizungsanlage auch die Verrohrung und die Heizkörper zählen. Diese werden nur im Nutzungsgrad erfaßt. Die Werte beziehen sich auf den unteren Heizwert. Daher ist der Nutzungsgrad von 100% bei Gas-Brennwertanlagen physikalisch möglich.

Der Nutzungsgrad von Einzelofenanlagen ist fünf Prozentpunkte schlechter als bei Zentral- oder Etagenanlagen.⁵²³ Bei einem Anteil von rund 5% an den Wärmesystemen (Stand: 1987)⁵²⁴ wird dies vernachlässigt. Die Abschätzung des Verbrauchs und des Reduktionspotentials beruht somit auf den Nutzungsgraden von Zentralheizungen und zentraler Warmwasserbereitstellung. Die dezentrale Warmwassererzeugung wird nur bei Stromnutzung angenommen, dort jedoch vollständig. Erdgas wird zwar von rund einem Drittel der Haushalte im Bundesdurchschnitt zur dezentralen Warmwassergestehung genutzt,⁵²⁵ doch die Emissionsreduktion wird durch Verbesserungen der Umwandlungsanlage erzielt, so daß die geringeren Verteilungsverluste für das Reduktionspotential keine Rolle spielen (gleiches Potential).

Die einzelnen Reduktionsfaktoren werden aus dem Nutzungsgrad im Bestand und dem potentiellen Nutzungsgrad gebildet, indem die Differenz beider Nutzungsgrade durch den potentiellen Nutzungsgrad dividiert wird.

B) Raumwärme

Die genannten Einzelwerte sowie die berechneten Potentiale sind in Tab. A-41 zusammengefaßt.

⁵²¹ vgl. Prognos AG, 2000, S. 244 (Raumwärme), S. 250 (Warmwasser)

⁵²² vgl. Prognos AG, 2000, S. 275, 287

⁵²³ vgl. Prognos AG, 2000, S. 244

⁵²⁴ vgl. LDS, ohne Jahr

⁵²⁵ vgl. Prognos AG, 2000, S. 248

Erdgas

Das technische Reduktionspotential wird durch den Brennwertkessel als Marktbestgerät bestimmt.⁵²⁶ Eine weitere technische Verbesserung wird angesichts der hohen Ausnutzung nicht mehr erwartet.⁵²⁷ Aus dem Vergleich zum Bestand 1997 ergibt sich der Kennwert für das technische Reduktionspotential: 22%. Diese Geräte sind bei einem durchschnittlichen Wärmebedarf wirtschaftlich.⁵²⁸ Als wirtschaftliches Potential wird demzufolge das technische Potential verwendet. Dabei werden Kleinverbraucher (bei denen Brennwertkessel nicht wirtschaftlich sind) durch einen Abschlag von 10% abgeschätzt.

Heizöl

Als Grundlage des technischen Potentials wird der Nutzungsgrad von Niedertemperatur-Anlagen nach Schaumann/Pohl verwendet.⁵²⁹ Dieser Wert wird um drei Prozentpunkte für die technisch mögliche Brennwerttechnik erhöht.⁵³⁰ Der erhöhte Nutzungsgrad wird im Vergleich zum Bestandsdurchschnitt zur Abschätzung des technischen Potentials verwendet: 18,5% des Verbrauchs. Da diese Geräte laut Prognos noch nicht marktreif sind,⁵³¹ wird das wirtschaftliche Potential aus dem ursprünglichen Wert von Schaumann/Pohl berechnet: 15,7% des Verbrauchs.

Kohle

Dieser Endenergieträger ist von untergeordneter Bedeutung. Das technische Reduktionspotential wird aus dem Nutzungsgrad von Neuanlagen (75%)⁵³² im Vergleich zum Bestandsdurchschnitt (70%) abgeschätzt: 7%. Ein Ersatz des Endenergieträgers ist bei der Anlagenerneuerung wahrscheinlich, fällt jedoch in ein anderes Handlungsfeld. Schaumann/Pohl geben keine Mehrkosten für die Neuanlagen an. Daher wird der Kennwert für das wirtschaftliche Potential mit dem des technischen gleichgesetzt.

Nahwärme

Dieser Endenergieträger wird in Gütersloh nur für Raumwärme eingesetzt. Der durchschnittliche Nutzungsgrad liegt mit 95% bereits sehr hoch. Prognos prognostiziert eine Steigerung auf 96% bis 2020. Die technisch mögliche Emissionsreduktion liegt demnach bei rund einem Prozent. Dieses Potential wird hier vernachlässigt.

Strom

Die elektrische Heizung ist mit einem Nutzungsgrad von 98% nahezu verlustfrei. Daher besteht kein weiteres Reduktionspotential durch die Optimierung von Geräten.

⁵²⁶ vgl. Prognos AG, 2000, S. 242

⁵²⁷ vgl. Enquete-Kommission, 1994, S. 200

⁵²⁸ vgl. Enquete-Kommission, 1994, S. 200

⁵²⁹ vgl. Schaumann/Pohl, 1996, S. 354

⁵³⁰ vgl. Enquete-Kommission, 1994, S. 200

⁵³¹ vgl. Prognos AG, 2000, S. 243

⁵³² vgl. Schaumann/Pohl, 1996, S. 354

Übersicht über die Potentiale

Anlage	Nutzungsgrade (unterer Heizwert)		Potential-Kennwerte	
	Bestand 1997	technisches Potential	technisches Potential	wirtschaftliches Potential
Gas-Zentral-/Etagenheizung	78%	100%	22,0%	19,8%
Öl-Zentralheizung	75%	92%	18,5%	15,7%
Kohle-Zentralheizung	70%	75%	6,7%	6,7%
Nahwärme	95%	96%	-	-
Elektroheizungen (ohne WP)	98%	98%	-	-

Tab. A-41 Kennwerte: Reduktionspotentiale „EE-U - Anlagentechnik“, Raumwärme

Quellen: Prognos AG, 2000, S. 244 / Schaumann/Pohl, 1996, S. 354

C) Warmwasser

Die genannten Einzelwerte sowie die berechneten Potentiale sind in Tab. A-42 zusammengefaßt.

Erdgas

Der deutlich geringere Nutzungsgrad im Bestand im Vergleich zur Raumwärmeerzeugung beruht auf höheren Systemverlusten bei gleicher Umwandlungsanlage.⁵³³ Das Reduktionspotential wird aus dem Vergleich eines GEMIS 4.0-Nutzungsgrades⁵³⁴ mit dem Bestand errechnet: 20%. Dabei handelt es sich um eine Schätzung für Neuanlagen. Mangels genauerer Daten wird diese als technisches und wirtschaftliches Potential verwendet.

Heizöl

Für einen technisch möglichen Nutzungsgrad sind keine Werte verfügbar. Die Entwicklung der durchschnittlichen Nutzungsgrade entspricht etwa der Entwicklung bei Erdgas.⁵³⁵ Angesichts ähnlicher Anlagentechnik wird das Reduktionspotential übernommen: 20% technisches wie wirtschaftliches Potential.

Strom

Die dezentrale Warmwassererzeugung kann laut dem Computerprogramm GEMIS 4.0 einen Nutzungsgrad von 95% erreichen.⁵³⁶ Im Vergleich zum Nutzungsgrad von 1997 besteht somit ein Reduktionspotential von 5%.

Übersicht über die Potentiale

Anlage	Nutzungsgrade (unterer Heizwert)		Potential-Kennwerte	
	Bestand 1997	technisches Potential	technisches Potential	wirtschaftliches Potential
Gas, zentral	64%	80%	20,0%	20,0%
Öl, zentral	58%	-	20,0%	20,0%
Elektrisches WW dezentral	90%	95%	5,3%	5,3%

⁵³³ vgl. Prognos AG, 2000, S. 249

⁵³⁴ vgl. Rausch/Fritsche, 2000 (Prozesse: „Gas-Warmwasser-D-HH/KV“)

⁵³⁵ vgl. Prognos AG, 2000, S. 250

⁵³⁶ vgl. Rausch/Fritsche, 2000 (Prozesse: „el-Warmwasser-D-dezentral (mix)“)

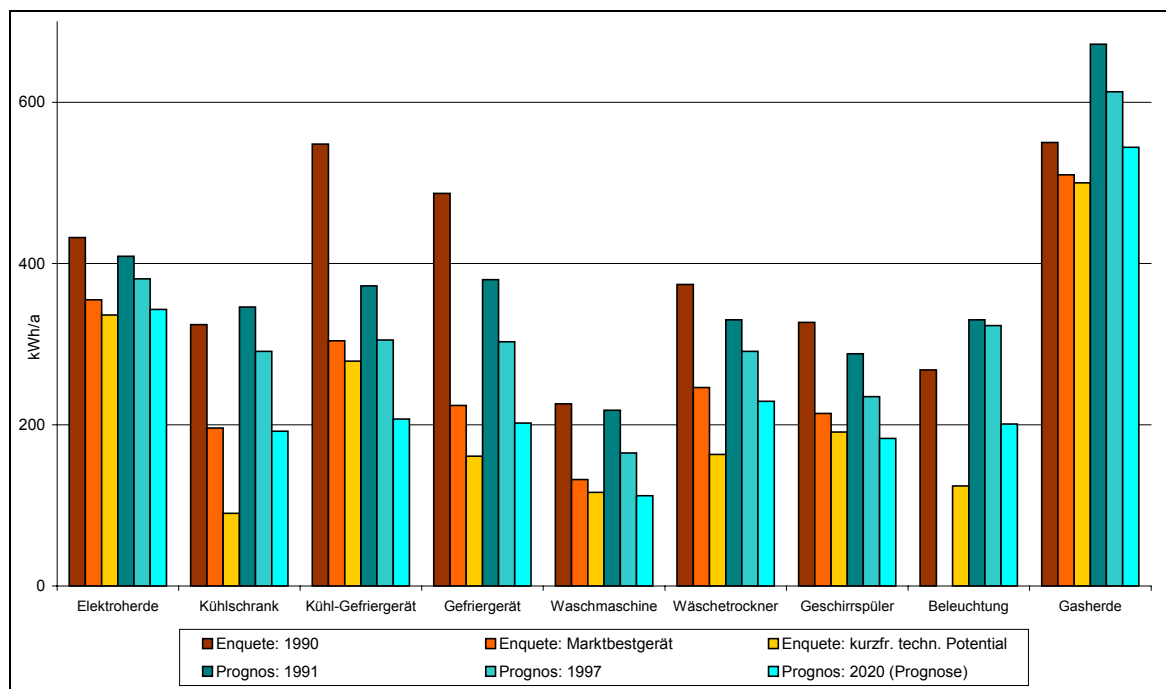
Tab. A-42 Kennwerte: Reduktionspotentiale „EE-U - Anlagentechnik“, Warmwasser

Quellen: Prognos AG, 2000, S. 244 (Bestand) / Rausch/Fritsche, 2000 (Prozesse: „Gas-Warmwasser-D-HH/KV“, „el-Warmwasser-D-dezentral (mix)“) (Nutzungsgrade technisches Potential)

D) Haushalte

Die Reduktionskennwerte basieren - wie die Gliederung der Verbrauchs in Verwendungszwecke (S. A-9) - auf der Analyse der Enquete-Kommission „Schutz der Erdatmosphäre“ (Daten für das Jahr 1990). Dort ist für die einzelnen Geräte neben dem Verbrauch im Bestandsdurchschnitt zusätzlich der technisch mögliche (Minimal-) Verbrauch und der Verbrauch des Marktbestgeräts angegeben.⁵³⁷ Eine Aktualisierung erfolgt anhand der Daten von 1997 aus dem Energiereport 3⁵³⁸. Der Rückgriff wird dadurch erschwert, daß Prognos sich nicht mit einem Reduktionspotential befaßt, sondern die Entwicklung des Durchschnittsverbrauchs prognostiziert. Dieser beruht auf (nicht veröffentlichten) Potentialabschätzungen. Für die wesentlichen Geräte wird im einzelnen abgeschätzt, welches technische und wirtschaftliche Potential aus beiden Werken abgeleitet werden kann. Abb. A-2 stellt die unterschiedlichen Verbrauchswerte dar. Für Kleingeräte sind keine Abschätzungen zur Verbrauchsreduktion verfügbar. Es wird angenommen, daß dort kein Reduktionspotential besteht.

Für jedes Geräte wird in den Folgeabsätzen aus der Differenz der Verbrauchswerte ein relatives Minderungspotential errechnet bzw. abgeschätzt. Dazu bildet Abb. A-2 die Grundlage, so daß im Text auf die Quellenangaben verzichtet wird. Die Potential-Kennwerte werden in Tab. A-43 dargestellt.


Abb. A-2 Vergleich der spezifischen Verbräuche von Haushaltsgeräten (Datenbasis 1990 und 1997)

Datenquelle: Enquete-Kommission, 1994, S. 132 - 140 / Prognos AG, 2000, S. 252 - 259

⁵³⁷ vgl. Enquete-Kommission, 1994, S. 132 - 140

⁵³⁸ vgl. Prognos AG, 2000, S. 252 - 259

Elektroherde

Hier sieht Prognos dagegen einen geringeren Verbrauch als die Enquete-Kommission. Angesichts der erwarteten weiteren Reduktion wurde das Potential von der Enquete-Kommission scheinbar unterschätzt. Laut Prognos AG bringt ein Ersatz durch Marktbestgeräte rund 20% Minderung des spezifischen Verbrauchs (technisches Potential), wobei die wesentlich höhere Kosten anfallen. Wirtschaftlich ist eine Reduktion um rund 10%, also besseren Marktdurchschnitt.⁵³⁹

Kühlschrank

Bei Kühlgeräten sind die Daten von Prognos und Enquete-Kommission scheinbar kompatibel. Das technische Potential wird aus der Differenz zwischen Verbrauch 1997 (Prognos AG) und kurzfristigem Minimalverbrauch (Enquete-Kommission) angeleitet: 69%. Da diese Geräte nur geringe Mehrkosten verursachen (Enquete-Kommission: bis 100 DM), wird das gesamte technische Potential abzüglich 10% als wirtschaftliches Potential angesehen: 62%.⁵⁴⁰

Kühl-Gefriergerät

Aufgrund der völlig unterschiedlichen Ausgangswerte von Prognos AG und Enquete-Kommission ist von unterschiedlichen Baugrößen oder Rechenverfahren auszugehen. Prognos geht von einer kontinuierlichen Verbrauchsreduktion aus. Angesichts des von der Enquete-Kommission zusätzlich angeführten nochmals erheblich niedrigeren langfristigen Reduktionspotentials (ca. 40% des dargestellten kurzfristigen Minimums)⁵⁴¹ ist von einer linearen Geräteverbesserung auszugehen. Die Reduktionspotentiale von 1990 werden beibehalten: technisches Potential: 49%. Für das wirtschaftliche Potential gilt das gleiche wie bei Kühlschränken: 44%.

Gefriergerät

Für Gefriergeräte gilt in etwa dasselbe wie für Kühl-Gefriergeräte. Der Mehraufwand für sparsame Geräte liegt jedoch mit bis zu 200 DM höher. Wegen der höheren Mehrkosten wird das wirtschaftliche Potential um 25% geringer als das technische Potential (67%) geschätzt (also 50%), obwohl die Enquete-Kommission „meist“⁵⁴² eine Amortisationsfrist von 3 bis 5 Jahren annimmt.

Waschmaschine

Bei Waschmaschinen bestehen keine Mehrkosten für Marktbestgeräten gegenüber dem Marktdurchschnitt. Möglicherweise hat dies die deutliche Annäherung des Bestands-Durchschnittsverbrauchs (1997) an den Verbrauch der Marktbestgeräte von 1990 bewirkt. Da bislang keine zusätzlichen langfristigen Reduktionspotentiale gesehen werden, wird die Verbesserung vom Bestand 1997 zur Prognose 2020 (entspricht dem kurzfristigen Potenti-

⁵³⁹ vgl. Prognos AG, 2000, S. 252

⁵⁴⁰ vgl. Enquete-Kommission, 1994, S. 134

⁵⁴¹ vgl. Enquete-Kommission, 1994, S. 134

⁵⁴² Enquete-Kommission, 1994, S. 134

al des Enquete-Kommission) als technisches und wirtschaftliches Potential verwendet: 32%.

Wäschetrockner

Ein Vergleich zwischen Prognos AG und Enquete-Kommission ist kaum möglich. Um der Entwicklung bis 1997 Rechnung zu tragen, wird der Bestandsdurchschnitt der Enquete-Kommission um 10% gesenkt (entsprechend der Entwicklung von 1991 bis 1997 bei Prognos). Das technische Potential ergibt sich aus dem Unterschied zum kurzfristigen Minimalverbrauch. Wie bei Waschmaschinen bestehen keine signifikanten Mehrkosten für Marktbestgeräte. Somit entspricht das technische dem wirtschaftlichen Potential: 52%.

Geschirrspüler

Für Geschirrspüler gilt dasselbe wie für Waschmaschinen. Technisches und wirtschaftliches Potential liegen demnach bei 22%.

Beleuchtung

Da es sich bei der Beleuchtung nicht um wenige Einzelgeräte handelt, wird kein Verbrauch des Marktbestgerätes dargestellt. Die Abschätzung bezieht sich auf die Gesamtheit der Leuchtkörper pro Haushalt. Von diesen kann nur ein Anteil ersetzt werden. Laut Prognos ist das Reduktionspotential der Beleuchtungstechnik zwischen 1991 und 1997 kaum ausgenutzt worden. Es ist zwar durch die gesunkenen Strompreise geschrumpft, aber wird weiterhin in der Dimension der Enquete-Kommission (54% technisches Potential) gesehen, da auch die Preise der Kompaktleuchtstoffröhren gesunken sind. Bei einer Amortisationszeit von 7 Jahren sieht die Enquete-Kommission ein Reduktionspotential von 48% (wirtschaftliches Potential).⁵⁴³

Weitere elektrische Geräte im Haushalt

Für die übrigen Geräte werden in Enquete-Kommission bzw. Prognos keine relevanten Reduktionspotentiale angegeben. Daher erübrigt sich eine differenzierte Darstellung.

Gasherde

Prognos nimmt einen erheblich höheren Durchschnittsverbrauch an als die Enquete-Kommission. Entsprechend wird eine höhere Senkung prognostiziert. Da die Grundlagen beider Abschätzungen nicht bekannt sind, wird das technische Potential der Enquete-Kommission verwendet (9%). Als wirtschaftliches Potential wird die Differenz zwischen Bestand und Marktbestgerät verwendet, da keine Angaben über die Kostendifferenz bestehen (7%).

Zusammenfassende Darstellung

Tab. A-43 stellt die einzelnen Potentiale im Überblick dar.

Gerätekategorie	Technisches Potential	Wirtschaftliches Potential
-----------------	-----------------------	----------------------------

⁵⁴³ vgl. Enquete-Kommission, 1994, S. 138

	[%]	[%]
Elektrische Direktheizung	-	-
Elektroherd	20	10
Kaffee-/Teemaschine	-	-
Waschmaschine (Anteil PW - 80%)	32	32
Waschmaschine (Anteil Kraft - 20%)	32	32
Geschirrspüler (Anteil PW - 80%)	22	22
Geschirrspüler (Anteil Kraft - 20%)	22	22
Toaster/ Grill/ Mikrowelle	-	-
Fön/ Trockenhaube	-	-
Bügelgeräte	-	-
Wäschetrockner (Anteil PW - 80%)	52	52
Wäschetrockner (Anteil Kraft - 20%)	52	52
Wäscheschleuder	-	-
Kühlschrank	69	62
Kühl/Gefrierkombination	49	44
Gefriergerät	67	50
Staubsauger	20	20
Dunstabzugshaube	-	-
Fernseher/ Video	-	-
Radio, Audiogeräte	-	-
Nicht-haushaltstypischer Verbrauch (Bürogeräte)	-	-
Beleuchtung	54	48
Gasherd	9	7

Tab. A-43 Kennwerte: Reduktionspotentiale einzelner Haushaltsgeräte

Quellen: Enquete-Kommission, 1994, S. 132-140 / Prognos AG, 2000, S. 252 - 259 (Abschätzung)

Die einzelnen Minderungspotentiale für jedes Gerät werden mit dem durchschnittlichen Verbrauch von 1990 multipliziert (s. Tab. A-5), die Einsparungen zu Verwendungszwecken zusammengefaßt wie in Tab. A-5 angegeben. Abschließend bildet die Division der Einsparung pro Verwendungszweck durch den jeweiligen Verbrauch einen Reduktionskennwert für jeden Verwendungszweck.

Für den Prozeßwärmeverbrauch aus Erdgas wird das Reduktionspotential des Gasherds direkt übernommen, da es der einzige Bestandteil des entsprechenden Teilverbrauchs ist.

	technisches Potential	wirtschaftliches Potential
Elektrodirektheizung	-	-
Prozeßwärme 1	20,0%	10,0%
Prozeßwärme 2	23,7%	23,7%
Prozeßwärme 3	24,5%	24,5%
Kraft	57,4%	48,7%
Beleuchtung	53,7%	47,8%
Kommunikation	-	-
<i>Prozeßwärme (Erdgas)</i>	<i>9%</i>	<i>7%</i>

Prozeßwärme 1 = Prozeßwärme (Kochen)

Prozeßwärme 2 = Prozeßwärme (Geräte mit Wassererwärmung)

Prozeßwärme 3 = Prozeßwärme (sonstige Elektrogeräte)

Tab. A-44 Kennwerte: Reduktionspotentiale „EE-U - Anlagentechnik“ im Sektor Haushalte

Datenbasis: Tab. A-5 (S. A-10) / Tab. A-43 (S. A-46)

E) GHD

Raumwärme und Warmwasser werden für alle Sektoren gemeinsam abgeschätzt (S. A-40). Dieser Abschnitt bezieht sich nur auf die übrigen Verwendungszwecke. Für Prozeßwärme gibt Ziolk einen technisches Reduktionspotential von 23% an.⁵⁴⁴ Die Enquete-Kommission verweist in ihrem Endbericht auf die Angaben für Industrie.⁵⁴⁵ Diese werden somit zur Abschätzung des wirtschaftlichen Potentials und zur Einordnung des Kennwerts in die Handlungsfelder herangezogen. Im Industriesektor unterschreitet das wirtschaftliche Potential das technische nur geringfügig (S. A-47). Entsprechend wird auch im Sektor GHD ein geringer Abschlag von einem Prozentpunkt angenommen. Eine Aktualisierung der Potentiale ist nicht möglich, da die jüngste Detaillierungsstudie zum Sektor GHD Reduktionspotentiale nur für die beispielhaft untersuchten Einzelfälle quantifiziert und explizit auf eine Verallgemeinerung verzichtet.⁵⁴⁶ Der Verwendungszweck Kraft besteht laut Enquete-Kommission vor allem aus Druckluft, Kühlanlagen und Motorantrieben.⁵⁴⁷ Für alle drei Bereich führen Stein/Wagner erhebliche wirtschaftliche Effizienzpotentiale von „meist“ mehr als 25% bzw. 30% an.⁵⁴⁸ Daher wird insgesamt ein wirtschaftliches Reduktionspotential von 20% geschätzt. Das technische Potential wird nach Stein/Wagner auf 25% geschätzt. Für Potentiale im Verwendungszweck Beleuchtung wird von der Enquete-Kommission auf die Industrie verwiesen.⁵⁴⁹ Mangels anderer Hinweise werden die Industrie-Potentiale übernommen. Die Potential-Kennwerte werden in Tab. A-46 zusammengefaßt.

F) Industrie

Dieser Abschnitt bezieht sich nur auf die spezifisch industriellen Reduktionspotentiale. Raumwärme und Warmwasser werden für alle Sektoren gemeinsam abgeschätzt.

Niedertemperatur-Prozeßwärme wird von Ziolk wie Warmwasser behandelt.⁵⁵⁰ Entsprechend wird hier ein technisches und wirtschaftliches Reduktionspotential von 20% angenommen (s. Tab. A-42).

Die Ausgangsdaten für die Abschätzung des technischen Reduktionspotentials in der Industrie sind in Industriebauptgruppen differenziert (s. Tab. A-45).⁵⁵¹ Die Werte von Ziolk lehnen sich stark an die Angaben der Enquete-Kommission an, so daß letztere zur Ableitung des wirtschaftlichen Potentials herangezogen wird: Vor der Liberalisierung waren 75 bis 85 Prozent des Reduktionspotentials unter den Durchschnittspreisen der jeweiligen Brennstoffe zu erschließen: beispielhaft werden die mittleren Kosten für Stromeinsparungen genannt: 1,7 - 4,5 Pf/kWh.⁵⁵² Demnach ist auch im liberalisierten Strommarkt noch ein Großteil des Potentials wirtschaftlich zu erschließen. Als wirtschaftliches Potential unter

⁵⁴⁴ vgl. Ziolk et al, 1996, S. 20

⁵⁴⁵ vgl. Ziolk et al, 1996, S. 152

⁵⁴⁶ vgl. Geiger/Gruber/Megele, 1999, S. 10f

⁵⁴⁷ vgl. Enquete-Kommission, 1994, S. 152

⁵⁴⁸ vgl. Stein/Wagner, 1999, S. 164

⁵⁴⁹ vgl. Enquete-Kommission, 1994, S. 152

⁵⁵⁰ vgl. Ziolk et al, 1996, S. 68

⁵⁵¹ vgl. Ziolk et al, 1996, S. 69 / Enquete-Kommission, 1994, S. 145

⁵⁵² vgl. Enquete-Kommission, 1994, S. 146

liberalisierten Bedingungen werden drei Viertel des wirtschaftlichen Potentials der Verwendungszwecke Kraft und Prozeßwärme (Hochtemperatur) angenommen.

Industriehauptgruppe	Prozeßwärme			Kraft	
	NT (tech. + wirtsch. Pot.)	HT tech. Pot.	HT wirtsch. Pot.	tech. Pot.	wirtsch. Pot.
	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]
Nahrungsmittelindustrie	20	27,5	20,6	10	7,5
Grundstoffindustrie	20	17,5	13,1	10	7,5
Investitionsgüterindustrie	20	17,5	13,1	17,5	13,1
Verbrauchsgüterindustrie	20	42,5	31,9	10	7,5

Tab. A-45 Kennwerte: Reduktionspotentiale „EE-U - Anlagentechnik“ nach Industriehauptgruppe (GT, 1998)

Datenbasis: Ziolk et al, 1996, S. 69

Diese Potential-Kennwerte werden mit dem (in Industriehauptgruppen) differenzierten Industrieverbrauch von Gütersloh multipliziert, die Reduktionspotentiale für die gesamte Industrie summiert und durch die Division durch den Verbrauch ein Durchschnittspotential abgeleitet. In diesem Schritt werden gleichzeitig die unterschiedlichen Potentiale für HT- und NT-Prozeßwärme gewichtet zusammengefaßt. Dieses gewichtete Mittel wird im weiteren verwendet.

Die Zuordnung ist für den Verwendungszweck Beleuchtung unproblematisch. Die Schätzung von 44% technischem Emissionsreduktion beruht sowohl auf dem Austausch von Lampen als auch von Beleuchtungskörpern.⁵⁵³ Zur Wirtschaftlichkeit der Reduktion werden keine expliziten Angaben gemacht. Der Hinweis auf die Kosten für die Stromeinsparung (s. Absatz oben) gilt auch für die Beleuchtung: daher wird ein wirtschaftliches Potential von drei Vierteln des technischen Potentials abgeschätzt. Für Kommunikationsgeräte wird kein Reduktionspotential genannt, da hier eine wachsende Gerätemenge sowie Verbrauchszuwächse durch erhöhten Komfort erwartet werden.

	GHD		Industrie	
	Technisches Potential	Wirtschaftliches Potential	Technisches Potential	Wirtschaftliches Potential
	[%]	[%]	[%]	[%]
Prozeßwärme	23	22	20,7	19,6
Kraft	25	20	11,3	8,4
Beleuchtung	wie Industrie		44	33

Tab. A-46 Kennwerte: Reduktionspotentiale „EE-U - Anlagentechnik“ für GHD und Industrie

Datenbasis: Ziolk et al., 1996, S. 20, 69 / Enquete-Kommission, 1994, S. 144ff

G) Ergebnisse

Das wirtschaftliche Potential insgesamt wird durch die Multiplikation der Teilverbräuche (s. Tab. A-19) mit den unter A) bis F) angeführten Potentialkennwerten ermittelt.

Raum wärme	Warm- wasser	Prozeß wärme	Kraft	Beleuchtung
[t CO2]	[t CO2]	[t CO2]	[t CO2]	[t CO2]

⁵⁵³ vgl. Enquete-Kommission, 1994, S. 144

Strom	Haushalte	0	680	4.455	11.474	2.908
	GHD	0	-	3.462	4.085	7.061
	Industrie	-	-	-	5.679	1.462
Erdgas	Haushalte	21.611	1.779	61	-	-
	GHD	14.281	-	3.563	-	-
	Industrie	3.327	294	11.936	-	-
Heizöl	Haushalte	13.558	1.529	-	-	-
	GHD	1.917	-	602	-	-
	Industrie	447	50	2.017	-	-
Kohle	Haushalte	84	-	-	-	-
Gesamt		55.225	4.332	26.096	21.238	11.431

Tab. A-47 Wirtschaftliches Reduktionspotential „EE-U Anlagentechnik“, Einzelergebnisse (GT, 1998)

Quelle: Tab. A-19 (S. A-22) / Tab. A-41 (S. A-42) / Tab. A-42 (S. A-43) / Tab. A-44 (S. A-46) / Tab. A-45 (S. A-48) / Tab. A-46 (S. A-48)

Insgesamt beträgt das wirtschaftliche Potential 118.322 t CO₂/a.

Nebenwirkungen

Ausfall von Konzessionsabgaben der Stadt Gütersloh

Je Tonne CO₂ reduziert sich die Konzessionsabgabe wie folgt:

	Strom		Erdgas	
	[Pf/kWh]	[DM/ t CO ₂]	[Pf/kWh]	[DM/ t CO ₂]
Tarifkunden	3,12	51,4	0,53	24,1
Sondervertragskunden	0,22	3,6	0,06	2,7

Tab. A-48 Minderung der Konzessionsabgabe durch Verbrauchsreduktion (GT, 1998)

Datenbasis: Konzessionsabgabenverordnung / Tab. A-21 (S. A-24)

Die Gesamtsumme des Ausfalls errechnet sich durch die Multiplikation der Emissionsminderungen nach Tab. A-47 mit den Konzessionsabgaben für Strom und Gas nach Tab. A-48. Es wird angenommen, daß die Haushalte vollständig als Tarifkunden versorgt werden, und GHD und Industrie komplett aus Sondervertragskunden bestehen.

Dadurch entsteht eine Summe von 1,82 Mio. DM/a Einnahmenminderung. Auf die gesamte Einsparung umgerechnet entspricht dies jährlich 15,4 DM/ t CO₂ (Haushalte: 28,2 DM/ t CO₂; Sonderabnehmer 3,0 DM/ t CO₂).

Umsatzreduktion der Stadtwerke Gütersloh

Jede Tonne CO₂ reduziert den Umsatz wie in Tab. A-49 dargestellt. Die tatsächliche Umsatzreduktion liegt vermutlich etwas höher, da die Preise in Sonderverträge eher niedrig eingeschätzt wurden. In den Preisen sind weder die Umsatzsteuer noch die Konzessionsabgabe enthalten.

	Strom		Erdgas	
	[Pf/kWh]	[DM/ t CO ₂]	[Pf/kWh]	[DM/ t CO ₂]
Tarifkunden	15,7	259,0	4,7	240,2
Sondervertragskunden	8,5	140,2	3,0	153,3

Tab. A-49 Umsatzminderung durch Verbrauchsreduktion (SWG, 1998)

Datenbasis: SWG, 1999 C / SWG, 1999 D (Tarifkunden)

Durch die Ausschöpfung des gesamten wirtschaftlichen Potentials reduziert sich der Umsatz der SWG um rund 18,9 Mio. DM (Berechnung wie bei der Konzessionsabgabe). Im einzelnen entspricht das 184 DM/ t CO₂ bei Haushalten, 136 DM/ t CO₂ für Sonderabnehmer und im Durchschnitt 159 DM/ t CO₂.

Zu 5.5.2 Zeitliche Perspektive der Mobilisierung

Austauschraten von Anlagen und Geräten

Anlagen zur Raumwärmeerzeugung und zur zentralen Warmwasserbereitstellung haben sektorunabhängig eine Lebensdauer von rund 15 Jahren. Dezentrale Warmwassererzeuger (hier nur Strom) haben eine kürzere Lebensdauer von zehn Jahren. Anlagen der Verwendungszwecke Prozeßwärme, Kraft und Beleuchtung werden nach Sektoren getrennt behandelt. Kommunikationsgeräte und -anlagen werden übergangen, da für diese kein Reduktionspotential ermittelt werden konnte.

Haushalte

Für den Austausch größerer Haushaltsgeräte (Prozeßwärme, Kraft) ist mit einem Zyklus von rund zehn Jahren zu rechnen. Werden die Altgeräte weiter genutzt, ist keine Reduzierung durch das neue Gerät erreicht worden, sondern ein Mehrverbrauch. Daher ist die Kopplung finanzieller Anreize an einen Entsorgungsnachweis des Altgerätes sinnvoll. Nicht-finanzielle Anreize sind natürlich nicht einschränkbar.

Die Beleuchtung markiert mit einer durchschnittlichen Lebensdauer für einfache Glühbirnen von unter einem Jahr (1.000 Stunden Brenndauer) das untere Ende der Austauschzyklen. Entsprechend wird ein vollständiger Wechsel innerhalb eines Jahres angenommen. Lampen, die erheblich weniger genutzt werden, fallen durch die Wirtschaftlichkeitsrechnung ohnehin heraus.

GHD

Die Beleuchtung wird als einjährige Lebensdauer gerechnet, da in kleineren Betrieben haushaltsähnliche Leuchtkörper verwendet werden, und im Dienstleistungsbereich die durchschnittliche Nutzungsdauer deutlich höher liegt. Für Prozeßwärme- und Krafterzeuger wird als konservative Annahme die Schätzung für die Industrie übernommen.⁵⁵⁴

Industrie

Die Erzeuger von Prozeßwärme und Kraft werden anhand der Abschreibungsdauer grob eingeschätzt. Für Großanlagen sind 15 Jahre ein üblicher Abschreibungsrahmen.⁵⁵⁵ Hilfsanlagen werden häufig länger eingesetzt, während kleinere Geräte/ Anlagen zwischen fünf und zehn Jahre abgeschrieben werden. Da die Nutzungsdauer häufig die Abschreibungsdauer übersteigt, wird hier mit durchschnittlich 15 Jahren gerechnet.

⁵⁵⁴ vgl. Enquete-Kommission, 1994, S. 152

⁵⁵⁵ vgl. AfA - Tabellen, 1997

Bei der Beleuchtung wird ein Austauschzyklus von drei Jahren angenommen, da in größeren Anlagen andere Leuchtkörper als im Haushaltsbereich verwendet werden. Der Austausch von Beleuchtungsanlagen erlaubt teilweise so hohe Einsparungen, daß ein Austausch unabhängig vom Alter der Altanlagen sinnvoll sein kann. Angesichts der vergleichsweise kurzen Lebensdauer wird diese Besonderheit vernachlässigt.

Übersicht

Tab. A-50 stellt die jährliche Austauschrate von Anlagen und Geräten als Zusammenfassung des oben Erläuterten dar.

	Haushalte	GHD	Industrie
Raumwärme	6,7%		
Warmwasser (zentral)			
Warmwasser (Elektrizität)	10%		
Prozeßwärme	10%	6,7%	
Kraft			
Beleuchtung	100%	100%	33%
Kommunikation	-		

Tab. A-50 Jährlich ausgetauschter Anteil der Anlagen und Geräte

Datenbasis: Enquete-Kommission, 1994, S. 152 / AfA-Tabellen, 1997 / Wertermittlungs-Richtlinie, 1991

Detailliertes jährliches Potential

Aus dem wirtschaftlichen Potential (Tab. A-47) und der Austauschrate wird das jährliche Potential für das erste Jahr ermittelt. Für die Folgejahre sind jeweils die Teilpotentiale abzuziehen, die bereits ausgeschöpft sind. Beispielsweise wird die Beleuchtung von Haushalten und GHD nur im ersten Jahr angerechnet (dort zu 100%), der Raumwärmeverbrauch jedoch 15 Jahre lang (zu jeweils 6,7%). Die Zusammenfassung für die einzelnen Jahre ist im Hauptteil dargestellt.

		Raumwärme	Warmwasser	Prozeßwärme	Kraft	Beleuchtung
		[t CO ₂]	[t CO ₂]	[t CO ₂]	[t CO ₂]	[t CO ₂]
Strom	Haushalte	0	68	446	1.147	727
	GHD	0	-	231	272	7.061
	Industrie	-	-	-	379	487
Erdgas	Haushalte	1.441	119	6	-	-
	GHD	952	-	238	-	-
	Industrie	222	20	796	-	-
Heizöl	Haushalte	904	102	-	-	-
	GHD	128	-	40	-	-
	Industrie	30	3	134	-	-
Kohle	Haushalte	6	-	-	-	-
Gesamt		3.682	311	1.890	1.798	8.275

Tab. A-51 Jährliches Detailpotential im Handlungsfeld „EE-U - Anlagentechnik“ im 1. Jahr (GT, 1998)

Datenbasis: Tab. A-47 (S. A-49) / Tab. A-51 (S. A-51)

Zu Kapitel 5.6 Vergleichende Bewertung der mobilisierbaren Potentiale

Die Darstellung der Ergebnisse beruht auf den zuvor errechneten Einzelwerten.

	mobilisierbares Potential	technisches Potential
	[MWh/a]	[MWh/a]
PE - Regenerative Energien	?	151.891
PE - fossiler Switch (Variante 1)	53.052	113.250
PE-U - Systemgestaltung	?	192.642
EE-U - Anlagentechnik	24.000	137.387
NE-U - Systemgestaltung	?	182.508

Tab. A-52 Übersicht über die mobilisierbaren und die technischen Potentiale (GT, 1998)

Quelle: eigene Berechnung

Folgende Übersichtsgrafik macht die Potentiale anschaulicher (Abb. A-3).

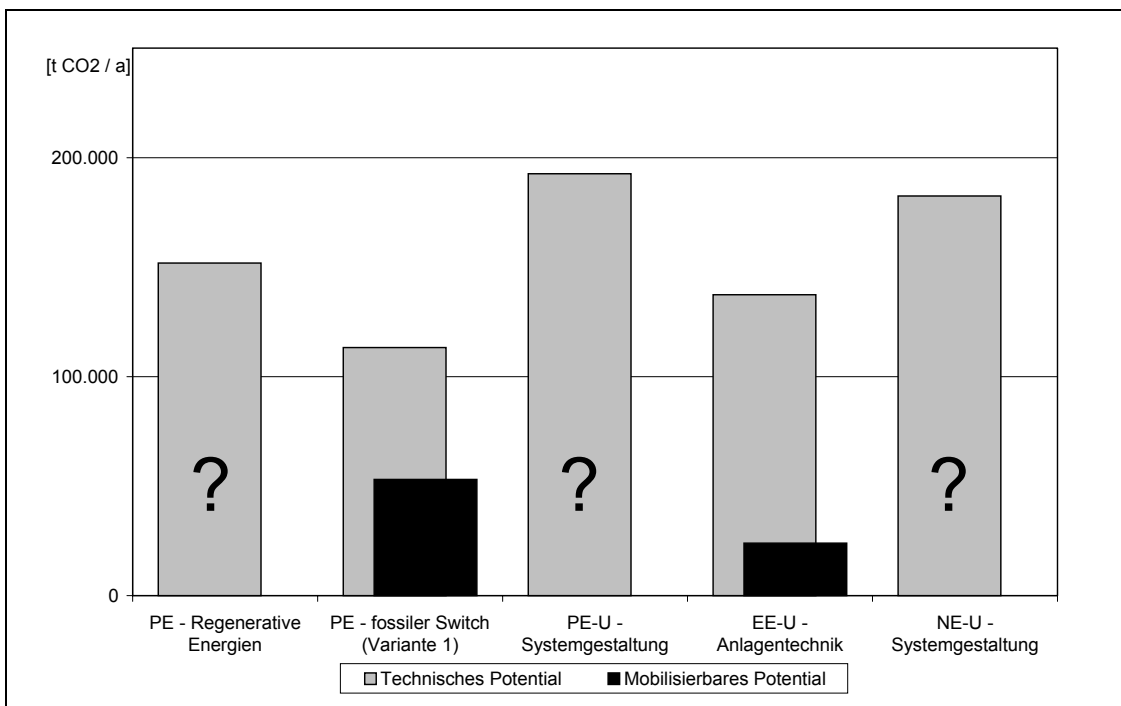


Abb. A-3 Mobilisierbares Potential im Vergleich zum technischen Potential (GT, 1998)

Datenquelle: Tab. A-52 (S. A-52)